**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA *PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII* (UC74) – cz. 2 – uwagi do jednostek redakcyjnych projektu**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Lp.** | **Dotyczy przepisu** | **Autor uwagi** | **Treść uwagi** | **Odniesienie się do uwagi** |
|  | Art. 1 pkt 1 projektu ustawy  w zakresie pkt 4 odnośnika ustawy - Prawo energetyczne | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | Projektodawca wskazał, że przedłożony do konsultacji Projekt nowelizacji odnosi się do wdrożenia 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 (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230).    Fundacja zwraca uwagę, że wymieniona w Art. 1 ust. 1 pkt. 4 Projektu nowelizacji Dyrektywa została zmieniona przez Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych , a tym samym utraciła obowiązującą moc prawną.  Fundacja wskazuje na pilną potrzebę zmiany treści art. 1 ust. 1 pkt. 4 oraz dostosowania Projektu nowelizacji w zakresie, w którym wdraża on Dyrektywę 2018/2001 do zawartych w niej regulacji i wymogów przy jednoczesnym uwzględnieniu celu Dyrektywy 2018/2001 oraz zachowaniu spójności z celem Dyrektywy 2019/944. Fundacja podkreśla, że termin transpozycji Dyrektywy 2018/2001 do prawa krajowego ubiega w dniu 30 czerwca 2021 r. oraz wskazuje na potrzebę jak najszybszego wdrożenia jej przepisów do krajowego porządku prawnego w celu uniknięcia opóźnień w transpozycji.  Art. 1 ust. 1 pkt. 4 powinien otrzymać brzmienie: “4) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (*Dz.U. L 328 z 21.12.2018, str. 82—209”* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6c ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Cena dynamiczna powinna dotyczyć również umów kompleksowych. Zapewni to równy dostęp odbiorców do produktów taryfowych w ramach różnych umów. Jest to szczególnie uzasadnione w przypadkach, gdy umowa kompleksowa stanowi jedyną dopuszczalną formę umowy dla danej grupy odbiorców końcowych.    Dodatkowo proponuje się nieograniczanie zakresu rynków, z których ceny mogą być wykorzystywane w ramach kształtowania cen dynamicznych.  Propozycja przepisu:  6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego lub dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943; | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6c ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Celem umowy sprzedaży jest w każdym przypadku uregulowanie sposobu naliczenia cen za energię sprzedaną odbiorcy i w tym zakresie definicja umowy z ceną dynamiczną powinna precyzować istotę tej umowy. Dotychczasowa propozycja koncentrowała się na tym, że umowa ma odzwierciedlać wahania cen na rynku hurtowym, co biorąc pod uwagę, że to sposób rozliczania odbiorcy za zużytą energię jest od tych wahań uzależniony nie oddawało istoty odmienności między umową z ceną dynamiczną a umową standardową.  Propozycja przepisu:  „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej l**ub umowę kompleksową zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektryczne**j, zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, **w której cena energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego w poszczególnych przedziałach czasu uzależniona jest od wahań** cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943” | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a w zakresie dodawanego pkt 6c w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Definicja z dyrektywy powinna zostać skorygowana o umowę kompleksową stosowana w Polsce:  „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a w zakresie dodawanego pkt. 6c w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Definicja z dyrektywy powinna zostać skorygowana o umowę kompleksową stosowana w Polsce.  Obecne brzmienie projektowanego przepisu:  „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”;  Propozycja zmiany:  „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”; | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d, 6e i 6f ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Zawarte w projektowanym art. 3 pkt 6d, 6e i 6f definicje agregacji, agregatora i niezależnego agregatora nie korespondują z brzmieniem art. 2 pkt 18 dyrektywy 2019/944, która nie przewiduje prowadzenia przez agregatora działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. Zgodnie bowiem z definicją zawartą w dyrektywie, „agregacja” oznacza funkcję wykonywaną przez osobę fizyczną lub prawną, która łączy wiele obciążeń po stronie odbiorców lub **wytworzoną** energię elektryczną do celów **sprzedaży**, zakupu lub wystawienia na aukcji na jakimkolwiek rynku energii elektrycznej. Należy wskazać, że uprawnienie agregatora do prowadzenia obrotu energią elektryczną jest nadmiarowe. Jeśli agregator, oprócz usługi agregacji, zamierza prowadzić działalność w zakresie obrotu energią elektryczną to powinien podlegać regulacjom właściwym dla przedsiębiorstwa obrotu. Świadczenie usług agregacji powinno dotyczyć wyłącznie działalności na rzecz osób, które są stroną umowy o agregację w zakresie funkcji wskazanej w dyrektywie, natomiast prowadzenie działalności polegającej na obrocie energią lub innych działalności poza agregacją powinno być wyraźnie rozdzielone i nie wyłączone spod regulacji Prawa energetycznego. Należałoby szczegółowo opisać sposób prowadzenia rozliczeń za usługi świadczone przez agregatora na rzecz odbiorców i na rzecz operatora systemu oraz w zakresie wykonywania innych funkcji. Ponieważ agregator świadczy usługi w zakresie bezpieczeństwa systemu należy wypracować i określić szczególne wymagania jakie powinien spełniać taki podmiot. Należałoby się zastanowić, czy usługi agregacji świadczone przez agregatorów na rzecz operatora systemu lub na rzecz odbiorców końcowych nie powinny optymalizować kosztów ponoszonych dotychczas (przed zleceniem usług agregacji) przez operatora i odbiorcę końcowego energii. | **Uwaga uwzględniona**    - zmieniono definicję agregacji,  - dodano delegację do rozporządzenia taryfowego w zakresie uwzględniania w taryfach rekompensat i sposobu rozliczania pomiędzy uczestnikami |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Proponowana definicja „agregacji” odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944  Propozycja zmian:  *agregacja – działalność* ***wykonywana przez agregatora****, polegająca na sumowaniu* ***łączeniu*** *wielkości mocy oraz* ***albo*** *energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponowana definicja agregacji odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944.  Propozycja przepisu:  *agregacja – działalność* ***wykonywana przez agregatora****, polegająca na* ***~~sumowaniu~~******łączeniu*** *wielkości mocy* ***~~oraz~~ albo*** *energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej (…)* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Proponuje się zmianę definicji „agregacja” stosownie do funkcji tej instytucji pełnionej na rynkach energii elektrycznej.  Propozycja przepisu:  6d) agregacja – działalność polegająca na łączeniu potencjału odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług zarzadzania ograniczeniami sieciowymi na rynkach energii elektrycznej | **Uwaga nieuwzględnienia**  Propozycja zbyt ogólna. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Punkt 6d wymaga doprecyzowania. Należy doprecyzować zapis o jaką moc chodzi: przyłączeniową, umowną?  Ponadto zapis dotyczy sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią - jaki jest cel rozgraniczenie sprzedaży od obrotu? Zapis wymaga dopracowania w celu uniknięcia niejednoznaczności. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja agregacji została zmieniona**.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponowana definicja agregacji odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944  agregacja – działalność **wykonywana przez agregatora**, polegająca na **~~sumowaniu~~** **łączeniu** wielkości mocy **~~oraz~~** **albo** energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej (…) | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Definicja „agregacji” z Projektu odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944, proponuje się zatem jej modyfikację.  Propozycja zmian:    *6d) agregacja – działalność* ***wykonywana przez agregatora****, polegająca na ~~sumowaniu~~* ***łączeniu*** *wielkości mocy ~~oraz~~* ***lub*** *energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Proponowana definicja „niezależny agregator” odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944  Propozycja zmian:  *niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponowana definicja niezależnego agregatora odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944.  Propozycja zmian:  *niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy* ***~~będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji~~*** | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponowana definicja niezależnego agregatora odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944  niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy **~~będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji~~** | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | Zaproponowana definicja „niezależnego agregatora” nie definiuje pojęcia powiązania/niepowiązania, co jest istotne dla jasnego określenia tej kategorii przedsiębiorstw energetycznych np. w oparciu o definicję wynikającą z prawa podatkowego | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | Definicja **magazynu energii elektrycznej**  Postulujemy o wykreślenie z projektu ustawy. Definicja jest powielona z definicją zawartą w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP e dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.) | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Zapis o treści zaproponowanej w pkt 10k) niniejszej ustawy został wprowadzony w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r.  Proponujemy usunięcie pkt 10k) z niniejszej ustawy | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Definicja magazynu energii elektrycznej o tej samej treści została już wprowadzona w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868.; dalej „ustawa z dnia 20 maja 2021 r.”). | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Definicja **magazynu energii elektrycznej**  Definicja jest powielona z definicją zawartą w niedawno uchwalonej ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Definicja magazynu energii elektrycznej o tej samej treści została już wprowadzona w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868.; dalej „**ustawa z dnia 20 maja 2021 r.**”) | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 11ba w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT) | *11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;”*  **Treść uwagi:**  Skoro wprowadzamy magazyn w pełni zintegrowany z siecią a nie może on służyć ani do bilansowania ani do zarządzania ograniczeniami sieciowymi to do czego konkretnie miałby on służyć? Mamy wątpliwości co do prawidłowości sformułowania tego punktu. Naszym zdaniem powinno się tutaj wyraźnie dopisać do czego ten magazyn zintegrowany z siecią może służyć – na przykład tak jak w propozycji obok:  Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono)  „11ba w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, który jest wykorzystywany wyłącznie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej **na przykład do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i technicznego bilansowania lokalnego** i nie służy do *bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11ba ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Strona 4, punkt e) o treści „po pkt 11b dodaje się pkt 11ba w brzmieniu: „11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;” – Skoro wprowadzamy magazyn w pełni zintegrowany z siecią a nie może on służyć ani do bilansowania ani do zarządzania ograniczeniami sieciowymi to do czego konkretnie miałby on służyć ? Mamy wątpliwości co do prawidłowości sformułowania tego punktu. Naszym zdaniem powinno się tutaj wyraźnie dopisać do czego ten magazyn zintegrowany z siecią może służyć – na przykład tak jak w propozycji obok:  Proponujemy brzmienie „ … w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracujące z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na przykład do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i technicznego bilansowania lokalnego i nie służy do…..” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy -  Prawo energetyczne | Grupa Azoty | Zmiana w zakresie definicji linii bezpośredniej, która ma za zadanie implementację definicji z dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”) naszym zdaniem budzi poważne wątpliwości przy wykładni przepisu zawierającego zmienioną definicję i należy uznać, że jest to nieprawidłowa implementacja dyrektywy 2019/944, która dodatkowo może powodować skutki odmienne od zakładanych dla projektu.  Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.  Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.  Biorąc pod uwagę powyższe, zaproponowana zmiana definicji linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej nie wprowadzić żadnych zmian. Co więcej, usunięcie z definicji pojęcia „przedsiębiorstwo energetyczne” nie tylko nie spowoduje zmniejszenia obciążeń regulacyjnych  i rozwoju energetyki rozproszonej, ale może spowodować objęcie definicją linii bezpośredniej także autoprodukcji energii elektrycznej (wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej na potrzeby własne) i w zasadzie każdą wewnętrzną linie elektroenergetyczną łączną instalację wytwarzającą energię elektryczną z przedsiębiorcą (odbiorcą), która znajduje się na obszarze np. zakładu przemysłowego.  W takim przypadku, do budowy jakiejkolwiek linii elektroenergetycznej niezbędna będzie zgoda Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. To drastycznie podniesie koszty takich inwestycji i uczyni je nieekonomicznymi, pogarszając, a nie poprawiając zgodnie z treścią uzasadnienia projektu, obecną sytuację w tym względzie.  Rodzaj linii bezpośredniej, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej mówi o linii elektroenergetycznej łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  O ile bowiem, przedsiębiorstwo (odbiorca) może wykorzystywać linię bezpośrednią dla pokrycia własnego zapotrzebowania, a nie do sprzedaży energii elektrycznej, to nie oznacza to, że ta energia elektryczna ma być wyprodukowana przez tego przedsiębiorcę (ten podmiot) np. w jego własnej instalacji.  Konstrukcja linii bezpośredniej przyjęta w dyrektywie rynkowej zakłada dostarczanie energii elektrycznej linią bezpośrednią przez wytwórcę do przedsiębiorstwa (odbiorcy). Czyli ten typ linii bezpośredniej łączy dwa podmioty – wytwórcę i przedsiębiorcę (odbiorcę). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem (odbiorcą), bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  Ponadto, należy wskazać, że zarówno aktualna jak i zmieniona definicja linii bezpośredniej zawiera niezdefiniowane ustawowo pojęcie „jednostki wytwarzania energii elektrycznej”.  Propozycja zmiany:  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę*  *z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną*  *w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, zdaniem KGHM budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej zdaniem KGHM byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”).  Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:  Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną  w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.  Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.  Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego).  W konsekwencji każde takie połącznie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, zdaniem KGHM, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  Propozycja przepisu:  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy -  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”).  Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:  Zgodnie z art. 3 pkt 11f aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  *linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub* ***linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.***  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej *linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą* ***lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.***  Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej,linia bezpośrednia to *linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą* ***lub******linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.***  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.  Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połącznie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej naszym zdaniem byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”).  Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:  Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  *linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub* ***linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi***  ***do przedsiębiorstw od niego zależnych.***  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej *linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą* ***lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.***  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, *zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej*  *do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj.* ***nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.***  Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połącznie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem **linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.** Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  Propozycja przepisu:  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę*  *z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną*  *w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, zdaniem FOEEiG budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne  (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej zdaniem FOEEiG byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”).  Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:  Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  *linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub* ***linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi***  ***do przedsiębiorstw od niego zależnych.***  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej *linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą* ***lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.***  Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej,linia bezpośrednia to *linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą* ***lub******linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.***  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, *zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj.* ***nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.***  Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego).  W konsekwencji każde takie połącznie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem **linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.** Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, zdaniem FOEEiG, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  Propozycja przepisu:  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, naszym zdaniem budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej naszym zdaniem byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”).  Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:  Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne:  *linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub* ***linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.***  Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej *linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą* ***lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.***  Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej,linia bezpośrednia to *linia elektroenergetyczna łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą* ***lub******linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.***  Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, *zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz odawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej  do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj.* ***nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.***  Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego).  W konsekwencji każde takie połącznie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem **linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.** Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).  Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem , jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozporoszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE.  Propozycja przepisu:  *11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy -  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.  Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci).  Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej i wydzielonej jednostki budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich.  W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  ***wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej*** *- jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne – dodanie art. 3 pkt 11fa | KGHM Polska Miedź | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Propozycja przepisu:  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  *wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy  Prawo energetyczne – po pkt 11f dodać 11fa | Grupa Azoty | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.  Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci).  Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej i wydzielonej jednostki budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich.  W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Propozycja treści przepisu:  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  *wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy  Prawo energetyczne – po pkt 11f dodać 11fa | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Propozycja treści przepisu:  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  ***wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej*** *- jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Przepis jest niejasny.  Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obrót energią, dystrybucja energii elektrycznej art.). Ponadto proponujemy zastąpić sformułowanie „...lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem…” słowami „...lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z instalacją lub siecią przedsiębiorstwa… „ | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Definicja linii bezpośredniej (LB):  Wyłączenie linii bezpośredniej z definicji sieci dystrybucyjnej jest wg nas uzasadnione (brak działalności dystrybucyjnej/wymogów koncesyjnych/brak opłat za dystrybucję).    Niemniej jednak nie jest jasny status przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną. W sytuacji, w której pozwolenie na budowę LB zostanie uzyskane przez wytwórcę, przedsiębiorstwo dostarczające energię elektryczną nie będzie zarządzać linią bezpośrednią (propozycja art. 7a), a jeżeli za pomocą LB zasilane będą wyłącznie własne obiekty przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną podmiot taki będzie de facto odbiorcą końcowym. Definicja powinna definitywnie przesądzać, że taka sytuacja jest dopuszczalna, nawet w sytuacji, gdy jednostka wytwórcza nie jest jednostką wydzieloną. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obrót energią, dystrybucja energii elektrycznej itd.). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obrót energią, dystrybucja energii elektrycznej itd.) | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy – propozycja dodania pkt 11fa w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Propozycja przepisu:  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  ***wydzielona jednostka wytarzania energii elektrycznej*** *- jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna,*  *z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się przyjęcie definicji linii bezpośredniej w brzmieniu wynikającym z dyrektywy 2019/944.  Propozycja zawarta w projekcie stanowi:  „11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców;”.  Powyższa propozycja definicji ma charakter rozszerzający, bowiem w pierwszej części definicji dyrektywa ogranicza możliwość zastosowania linii bezpośredniej jedynie do wydzielonych wytwórców i wydzielonych odbiorców, a więc do tzw. pracy wyspowej (brak zasilania z systemu elektroenergetycznego), natomiast proponowana zmiana definicji w Prawie energetycznym powoduje, że każdy odbiorca - także ten, który nie jest zaopatrywany w energię elektryczną w ramach pracy wyspowej, a więc podmiot przyłączony do sieci elektroenergetycznej - może korzystać z linii bezpośredniej. Będzie to powodowało problemy interpretacyjne przy rozstrzyganiu spraw związanych z wnioskami o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej. Takie brzmienie definicji będzie prowadzić również do obejścia przepisów w szczególności z uwagi na propozycję dodania w art. 7a ust. 3b, dającego możliwość wybudowania linii bezpośredniej bez wymogu uprzedniej zgody Prezesa URE w przypadku, gdy odbiorca nie jest przyłączony do sieci. Przepis ten nie przewiduje regulacji na wypadek przyłączenia się takiego odbiorcy do sieci już po wybudowaniu linii bezpośredniej. Może to spowodować, że nowobudowane obiekty zostaną zasilone w początkowym okresie linią bezpośrednią i będą z niej korzystały, mimo, że złożyły wniosek o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci i umowa taka zostanie wykonana. Będzie to prowadziło do zwiększenia ilości energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych, nie objętej obowiązkami związanymi z utrzymaniem sieci, z której będą korzystać. Dodatkowo pozostali odbiorcy nie korzystający z linii bezpośrednich poniosą dodatkowe koszty przyłączenia do sieci obiektów zasilanych tak z linii bezpośredniej jak i z sieci elektroenergetycznej, co najmniej w części dotyczącej rozbudowy sieci (opłaty za przyłączenie do sieci są kalkulowane wyłącznie w oparciu o koszty budowy przyłącza bez rozbudowy sieci). Zatem skutkiem zmniejszania się ilości podmiotów przyłączanych wyłącznie do sieci elektroenergetycznej będzie wzrost opłat dystrybucyjnych dla pozostałych odbiorców, co jest szczególnie niepożądane w warunkach gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej (wzrost średniomiesięcznych cen w kontraktach terminowych na 2022 r. z najniższego poziomu w 2020 roku – ok. 240 zł/MWh do poziomu 342 zł/MWh w maju 2021 r.).  Propozycja przepisu:  „11f) linia bezpośrednia – linia elektroenergetyczna łącząca **wydzieloną** jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z **wydzielonym** odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców”. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 ustawy – Prawo energetyczne – propozycja dodania pkt 11fa | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.  Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne.  Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu:  ***wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej*** *- jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna,*  *z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego usługi elastyczności, które maja jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności.  Proponujemy następujące uzupełnienie pkt 11i):  „instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru ***lub świadczenie usługi elastyczności***;” | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi jn.:  „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i …);”,  Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. i usunięcie pkt 11i) z niniejszej ustawy | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi:  „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i …);”.  Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. Definicja instalacji zarządzania popytem wskazana w niniejszej ustawie zawęża typ podmiotu, którego ma dotyczyć jedynie do odbiorcy końcowego, a nie obejmuje podmiotów innych, które zużywają energię elektryczną dla innych potrzeb, np. wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, ładowania, itp. | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi:  „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i …);”  Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. Definicja instalacji zarządzania popytem w projektowanym brzmieniu zawęża krąg podmiotów, których ma dotyczyć jedynie do odbiorcy końcowego, a nie obejmuje podmiotów innych, które zużywają energię elektryczną dla innych potrzeb, np. wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, ładowania, itp. | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne |  | Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego umożliwiające usługi elastyczności, które maja jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności.  Propozycja przepisu:  *g) 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru* ***lub świadczenie usługi elastyczności.*** | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego umożliwiające usługi elastyczności, które mają jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności.  Propozycja przepisu:  *g) 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru* ***lub świadczenie usługi elastyczności.*** | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Niepotrzebne jest ograniczenie wyłącznie do odbiorcy końcowego – zarzadzanie popytem ma też uzasadnienie do stosowania u odbiorców niebędących odbiorcami końcowymi. Proponujemy wykreślenie wyrazu „końcowego”.  Proponujemy:  *„11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy ~~końcowego,~~ której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru;”.*   1. Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego usługi elastyczności, które maja jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii, dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastycznośc*i.*   Proponujemy następujące uzupełnienie:  *Art. 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub świadczenie usługi elastyczności;* | **Uwaga uwzględniona**  Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności).  W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych. W celu zachowania terminologii dotyczącej odbiorców energii, wyraz „poboru” należy zastąpić wyrazem „zużycia”. W definicji art. 2 pkt 20 dyrektywy 2019/944 też jest mowa o zużyciu. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych. W celu zachowania terminologii dotyczącej odbiorców energii, wyraz „poboru” należy zastąpić wyrazem „zużycia”. W definicji art. 2 pkt 20 dyrektywy 2019/944 też jest mowa o zużyciu. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych.  Proponuje się:  Zastąpić wyraz „poboru” wyrazem „zużycia” | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Zmiana stylistyczna – dotychczasowe brzmienie sugeruje, iż odbiorcy muszą działać w grupie.  Zmieniono odwołanie do rynku zorganizowanego oraz dodano możliwość rozliczenia po cenie ofertowej.  Propozycja przepisu:  11j) odpowiedź odbioru – zmianę poboru energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie albo w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynkach energii elektrycznej lub określonej w ofercie; | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Proponujemy wykreślenie wyrazów „końcowych” i końcowego”.  Proponujemy:  *„11j) odpowiedź odbioru – zmianę poboru energii elektrycznej odbiorców ~~końcowych~~ w stosunku do ich zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy ~~końcowego~~, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym, o którym mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014,*  *s. 121);”.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Dyrektywa w definicji odpowiedzi odbioru powołuje się na odbiorców końcowych |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Uzasadnienie zostało przedstawione w uwadze ogólnej nr 8.  Propozycja:  Pkt 11k) skreśla się. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Dodanie definicji usług elastyczności ma na celu określenie na szczeblu ustawy ram działania, które zostaną następnie doprecyzowane w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Dzięki wprowadzeniu definicji legalnej zmniejszy się ryzyko prawne oraz regulacyjne po stronie uczestników rynku, którzy będą zainteresowani świadczeniem usług elastyczności. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Wyjaśnienia wymaga, czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe. Warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego. Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego.  Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawanie części zasobów, które wpływają na bilansowanie, poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB.  Propozycja zmian:  11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu **~~dystrybucyjnego~~** elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie, **z wyłączeniem bilansowania.** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej.  Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Wyjaśnienia wymaga, czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe. Warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego. Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego.  Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawanie części zasobów, które wpływają na bilansowanie, poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB.  Propozycja zmian:  11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu **~~dystrybucyjnego~~** elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie, **z wyłączeniem bilansowania.** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej.  Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe? Czy nie warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego? Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego.  Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu ~~dystrybucyjnego~~, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawanie części zasobów, które wpływają na bilansowanie poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB.  Propozycja przepisów:  11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu **~~dystrybucyjnego~~** elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie**, z wyłączeniem bilansowania** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej.  Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | W projekcie ustawy wskazano następującą definicję usług elastyczności:  „Usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie;”.  Powinien zostać 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 stosowaniu usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej. | **Uwaga uwzględniona**  Katalog usług elastyczności zostanie opracowany oraz wprowadzony w tekście rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.* |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Zbędne dopisanie w punkcie d) „lub odpowiedzi odbioru”. Odpowiedź odbioru, zgodnie z definicją, dotyczy odbiorców końcowych a nie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą czyli przedsiębiorstw energetycznych. Zawiera się w agregacji.  Proponuje się zmianę przepisu, jak niżej:    *12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:*  *a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub*  *b) przesyłania dwutlenku węgla, lub*  *c) przeładunku paliw ciekłych, lub*  *d) agregacji ~~lub odpowiedzi odbioru~~;* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Zbędne dopisanie w punkcie d) „lub odpowiedzi odbioru”. Odpowiedz odbioru, zgodnie z definicją, dotyczy odbiorców końcowych a nie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą czyli przedsiębiorstw energetycznych. Zawiera się w Agregacji.  Propozycja zmian:  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:  12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:  a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub  b) przesyłania dwutlenku węgla, lub  c) przeładunku paliw ciekłych, lub  d) agregacji lub odpowiedzi odbioru; | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Agregacja doprowadza ostatecznie do odpowiedzi odbioru. Ponadto co w sytuacji kiedy odbiorca końcowy sam dokonuje odpowiedzi odbioru? Musi mieć wówczas status przedsiębiorstwa energetycznego?  Dlatego proponujemy usunięcie z pkt 12 „lub odpowiedzi odbioru”.  Propozycja przepisu:  12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:  a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub  b) przesyłania dwutlenku węgla, lub  c) przeładunku paliw ciekłych, lub  d) agregacji, | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Zaproponowana definicja odbiorcy aktywnego powoduje, że aby być uznanym za odbiorcę aktywnego wystarczającym jest zużywanie energii elektrycznej, bez konieczności realizowana innych wykazanych czynności, art. bez magazynowania energii bądź świadczenia usług elastyczności. Proponujemy zatem modyfikację definicji i nadanie jej brzmienia zgodne z Dyrektywą, tj. ujęcie, że odbiorca zużywa energię wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach.  Proponuje się usunąć z definicji odbiorcy aktywnego lit. A) w brzmieniu „*a) zużywa energię elektryczną, lub*” oraz odpowiednio zmienić numerację pozostałych liter. Stąd proponujemy następującą definicję odbiorcy aktywnego:  *„13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*  *a) zużywa energię elektryczną* ***wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub***  *b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub*  *c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub*  *d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub*  *e) świadczy usługi systemowe, lub*  *f) świadczy usługi elastyczności*  *- pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz.U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);*”. | **Uwaga uwzględniona**  Zmieniono definicję |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Doprecyzowanie pkt a) zgodnie z definicją z dyrektywy 2019/944. W tej definicji zużycie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej przez odbiorcę aktywnego, a nie pobranej z sieci. Inaczej każdy odbiorca końcowy byłby z założenia odbiorcą aktywnym, a nie o taka aktywność chodzi.  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:  odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:  a) zużywa energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dot. rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.  Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu.  W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.  Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:  *odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*   1. *zużywa energię elektryczną, lub* 2. *magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub* 3. *sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub* 4. *realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub* 5. *świadczy usługi systemowe, lub* 6. *świadczy usługi elastyczności*   *- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.  Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu.  W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.  Propozycja przepisu:  *Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:*  *odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*   1. *zużywa energię elektryczną, lub* 2. *magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub* 3. *sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub* 4. *realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub* 5. *świadczy usługi systemowe, lub* 6. *świadczy usługi elastyczności*   *- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.  Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu.  W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.  Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:  *odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*   1. *zużywa energię elektryczną, lub* 2. *magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub* 3. *sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub* 4. *realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub* 5. *świadczy usługi systemowe, lub* 6. *świadczy usługi elastyczności*   *- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dot. rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.    Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu.    W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.  Propozycja przepisu:  Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:  *odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*   1. *zużywa energię elektryczną, lub* 2. *magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub* 3. *sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub* 4. *realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub* 5. *świadczy usługi systemowe, lub* 6. *świadczy usługi elastyczności*   *- pod warunkiem, że* ***działalności wskazane w lit. B – f*** *nie stanowi****ą******~~to~~*** *przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.  Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu.  W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.  Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:  *odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:*   1. *zużywa energię elektryczną, lub* 2. *magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub* 3. *sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub* 4. *realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub* 5. *świadczy usługi systemowe, lub* 6. *świadczy usługi elastyczności*   *- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy – Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię „wytworzoną na swoim terenie”, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma tytuł własności. Jeśli tak, to stanowi to znaczne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczyście użytkowane. Wydaje się, że jest to kalka językowa z dyrektywy 2019/944, która nie do końca oddaje intencję ustawodawcy – kluczowa jest własność instalacji magazynowania, a nie gruntu, na którym ona stoi. Ponadto, dyrektywa 2019/944 wprost pozostawia państwu członkowskiemu dowolność w tym zakresie. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię wytworzoną na swoim terenie, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma prawo własności. Jeśli tak, to stanowi to ogromne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczyście użytkowane.  Proponujemy zmianę sformułowania „swoim terenie” na „terenie, którym dysponuje”. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię „wytworzoną na swoim terenie”, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma tytuł własności. Jeśli tak, to stanowi to znaczne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczyście użytkowane. Wydaje się, że jest to kalka językowa z dyrektywy 2019/944, która nie do końca oddaje intencję ustawodawcy – kluczowa jest własność instalacji magazynowania, a nie gruntu, na którym ona stoi. Ponadto, dyrektywa 2019/944 wprost pozostawia państwu członkowskiemu dowolność w tym zakresie. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Zmiana definicji ma na celu jej dostosowanie do brzmienia definicji „odbiorca aktywny” z dyrektywy 2019/944. Dotychczasowe brzemiennie uznawało za odbiorcę aktywnego każdego odbiorcę (gdyż odbiorcą aktywnym byłby odbiorca zużywający energię elektryczną). Pozostałe zmiany ujednolicają stosowaną terminologię oraz odzwierciedlają uwagę ogólną dotyczącą usług elastyczności.  Propozycja przepisu:  13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie odbiorców końcowych, który zużywa energię elektryczną i jednocześnie:  a) magazynuje energię elektryczną wytworzoną przez własną jednostkę wytwórczą zlokalizowaną na jego nieruchomości, lub  b) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnej jednostce wytwórczej energii elektrycznej, lub  c) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub  d) świadczy usługi systemowe, lub  e) świadczy usługi zarządzania ograniczeniami sieciowymi  - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486); | **Uwaga uwzględniona.**  Zmieniono brzmienie definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Jest:   „13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:  a) zużywa energię elektryczną, lub  b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub  c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub  d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub  e) świadczy usługi systemowe, lub  f) świadczy usługi elastyczności  - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);”.  Proponujemy wykreślenie wyrazu „końcowy”.  Proponujemy:  *„13e) odbiorca aktywny – odbiorca ~~końcowy~~ działający indywidualnie lub w grupie, który:*  *a) zużywa energię elektryczną, lub*  *b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub*  *c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub*  *d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub*  *e) świadczy usługi systemowe, lub*  *f) świadczy usługi elastyczności*  *- pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);”.*  *2. Proponujemy wykreślenie z definicji odbiorcy aktywnego podpunktu a) (zużywanie energii elektrycznej dotyczy z założenia każdego odbiorcy).* | **Uwaga uwzględniona.**  Zmieniono brzmienie definicji |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy  Prawo energetyczne | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | W opinii Fundacji, przedstawiona w art. 13e Projektu nowelizacji definicja „odbiorcy aktywnego” ma charakter zawężający wobec definicji zawartej w Dyrektywie 2019/944. Mając na uwadze cel Dyrektywy 2019/944, Projektodawca powinien umożliwić odbiorcy aktywnemu na wytwarzanie energii elektrycznej zarówno na swoim terenie o określonych granicach, jak i na innym terenie, którego odbiorca aktywny nie jest właścicielem | **Uwaga uwzględniona**  Definicja została zmieniona |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się doprecyzowanie definicji „obywatelskiej społeczności energetycznej” zgodnie z art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944, która przewiduje, że obywatelska społeczność energetyczna 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 działalność.  Zaproponowana w projekcie definicja nie zawiera takiego wskazania, co wypacza ideę tej instytucji.  Proponuje się też – w zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie określić, czym jest „świadczenie innych usług”, o których mowa w projektowanym art. 3 pkt 13f lit. D.  Proponowany zapis budzi wątpliwości polegające na braku pewności, czy świadczenie innych usług dotyczy rynku energii elektrycznej czy też innych rynków oraz, czy usługi te mają być świadczone na rzecz członków społeczności, czy „na zewnątrz”.  Proponuje się również przeniesienie pkt e definicji („zużywaniem energii elektrycznej”) do pkt a, bowiem w obecnym brzmieniu definicji wystarczy zużywać energię, aby spełnić warunki obywatelskiej społeczności energetycznej. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Ostatni akapit w definicji obywatelskiej społeczności energetycznej, po wyliczeniu, jest niejasny. Proponujemy jego korektę:  - z wykorzystaniem zdolności wytwórczych członków, udziałowców lub wspólników obywatelskiej społeczności energetycznej oraz urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych na obszarze jej działania.  Pkt. 13f wymaga doprecyzowania czy spółdzielnie energetyczne i klastry należy traktować oddzielnie w stosunku do tych społeczności? Dyrektywa 2019/944 wskazuje w art. 2 pkt 11, że obywatelska społeczność energetyczna jest osobą prawną, a nie podmiotem posiadającym zdolność prawną. | **Uwaga nieuwzględniona**  Usunięto część wspólną po wyliczeniu.  Określenie ose jako osoby prawnej wynika z błędnego tłumaczenia tekstu dyrektywy.  Spółdzielnie energetyczne i klastry są odrębnymi podmiotami. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Zmieniono szyk definicji celem jej ujednoznacznienia oraz odzwierciedlono uwagę ogólną nr 8 dotyczącą usług elastyczności.  Zużywanie energii elektrycznej nie może być samodzielną działalnością obywatelskiej społeczności energetycznej – wtedy dowolny podmiot mógłby nią zostać.  Propozycja przepisu:  13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, opierający się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, który może zajmować się:  a) w odniesieniu do energii elektrycznej:  - wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, lub  - dystrybucją, lub  - obrotem, lub  - agregacją, lub  - magazynowaniem, lub  b) realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub  c) świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110), lub  d) świadczeniem innych usług, w tym usług systemowych lub usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi,  - z wykorzystaniem zdolności wytwórczych jej członków, udziałowców lub wspólników oraz z wykorzystaniem urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych na obszarze swojego działania, mający za cel zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność; | **Uwaga uwzględniona.**  Usunięto z definicji lit. E. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii.  Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu, usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej, uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora.  Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania ( Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6; dalej „kodeks EGBL”) oraz w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54; dalej „rozporządzenie 2019/943”.  Proponujemy pozostawienie obecnie obowiązującej definicji bez zmian.  Alternatywnie, proponujemy wprowadzenie następujących zmian do brzmienia zaproponowanej definicji:  „bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewnia w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości;  oraz wprowadzenie definicji: „techniczne bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację Dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu.  Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesienie do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP.  Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami.  Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii;  Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora.  Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w kodeksie EGBL oraz w rozporządzeniu 2019/943.  Propozycja zmian:  Pozostawić obecnie obowiązującą definicję, lub  dokonać następujących zmian:  1. Wprowadzić definicję „bilansowanie systemu” zgodną z definicją bilansowania w rozporządzeniu 2019/943, czyli: „bilansowanie systemu oznacza działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości;”  2. Wprowadzić definicję: „techniczne bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu.  Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesienie do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP.  Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami.  Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – **działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego** w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii.  Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu, usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej, **uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora.**  Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania ( Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6; dalej „**kodeks EGBL**”) oraz w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54; dalej „**rozporządzenie 2019/943**”.  Proponujemy pozostawienie obecnie obowiązującej definicji bez zmian.  Alternatywnie, proponujemy wprowadzenie następujących zmian do brzmienia zaproponowanej definicji:  „bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu **przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewnia w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości**;  oraz wprowadzenie definicji: „**techniczne bilansowanie systemu –** **działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego** **w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”.** | **Uwaga nieuwzględniona**  Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację Dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu.  Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesienie do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP.  Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami.  Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Należy uzupełnić definicję bilansowania systemu gazowego poprzez odwołanie (analogicznie jak w przypadku elektroenergetyki) do art. 3 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) Nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych. Zgodnie z art. 3 pkt 2 rozporządzenia nr 312/2014: „działanie bilansujące” oznacza działanie podjęte przez operatora systemu przesyłowego w celu zmiany przepływów gazu do lub z sieci przesyłowej, z wyłączeniem działań, w których gaz nie jest rozliczony jako odebrany z systemu, i w których gaz jest zużywany przez operatora systemu przesyłowego na potrzeby technologiczne systemu. Wprowadzenie poprawki zlikwiduje wątpliwości interpretacyjne odnośnie relacji pomiędzy pojęciem „działań bilansujących” (rozporządzenie 312/2014) a pojęciem „bilansowania systemu” (ustawa – Prawo energetyczne).  Propozycja przepisu:  „23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu:  a) przesyłowego elektroenergetycznego w ramach świadczonych usług przesyłania, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943,  b) przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe z dostawami tych paliw, w tym działanie bilansujące o którym mowa w art. 3 pkt 2 rozporządzenia 312/2014”. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23e ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Stosowany w Polsce model centralnego dysponowania oznacza, że grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii zasobów aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym ustalane są przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, który zgodnie z art. 2 pkt 19 uwzględnia granice bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, czyli uwzględnia również zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. Dlatego proponuje się doprecyzowanie definicji usług systemowych i wskazanie, że chodzi o ograniczenia sieciowe aktywowane poza zintegrowanym procesem grafikowania.  Propozycja przepisu:  23e) usługi systemowe – 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; | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23f ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy dodanie usługi niedotyczącej częstotliwości (g)„praca ze względów sieciowych”) – poprzednie punkty nie uwzględniają tej usługi. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga zbyt lakoniczna, przez co jest niezrozumiała. Według zgłaszającego każda praca jest podyktowana względami sieciowymi i nie należy tego specjalnie wyróżniać. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23f ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponujemy dodanie usługi niedotyczącej częstotliwości (g)„praca ze względów sieciowych”) – poprzednie punkty nie uwzględniają tej usługi. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga zbyt lakoniczna, przez co jest niezrozumiała. Według zgłaszającego każda prac jest podyktowana względami sieciowymi i nie należy tego specjalnie wyróżniać. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. N i o projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 40a oraz art. 3 pkt 41 i 42 ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Definicja rynku bilansującego została rozszerzona o odwołanie do rozporządzeń Komisji Europejskiej regulujących funkcjonowanie tego rynku, bilansowanie systemu wraz z zaznaczeniem, że w związku z tym, że w Polsce jest stosowany centralny model dysponowania, OSP na tym rynku prowadzi zintegrowany proces grafikowania. Ponadto wyszczególnione zostały podstawowe elementy, czyli bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.  Ponadto proponujemy usunięcie pojęcia „centralny mechanizm bilansowania handlowego”, gdyż zadania realizowane w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego będą realizowane na rynku bilansującym. Regulacje europejskie posługują się pojęciem „rynek bilansujący” i w tych regulacjach nie jest stosowane pojęcie „centralny mechanizm bilansowania handlowego”. Zatem definicja centralnego mechanizmu bilansowania handlowego będzie nadmiarowa w kontekście zastosowania definicji rynku bilansującego.  Propozycja zmian w przepisach:  40a) rynek bilansujący energii elektrycznej – rynek, o którym mowa w art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:  a) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących, o których mowa w art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia,  b) prowadzi zintegrowany proces grafikowania, o którym mowa w art. 2 pkt 19 tego rozporządzenia,  c) prowadzi bilansowanie systemu,  d) zarządza ograniczeniami systemowymi,  e) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego;  pkt 41) skreśla się;  42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie– podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943, uczestniczący w rynku bilansującym energii elektrycznej na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania zawartej z operatorem systemu przesyłowego; | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. P projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Proponuje się definicję „rynków energii elektrycznej” rozszerzyć o „usługi elastyczności”.  Propozycja zmian:  *„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* ***oraz usługami elastyczności*** *w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;”,* | **Uwaga uwzględniona.**  Definicja została zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy rozszerzyć definicję „rynków energii elektrycznej” o „usługi elastyczności”.  Propozycja przepisu:  *rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i, usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego* | **Uwaga uwzględniona.**  Definicja została zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponujemy rozszerzyć definicję „rynków energii elektrycznej” o „usługi elastyczności”.  rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i, usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego | **Uwaga uwzględniona.**  Definicja została zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Definicję „rynków energii elektrycznej” rozszerzyć o „usługi elastyczności”  Propozycja zmian:  „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 **oraz usługami elastyczności** w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;”, | **Uwaga uwzględniona.**  Definicja została zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Czy w świetle definicji elastyczności i definicji agregacji nie należy rozszerzyć tej definicję o rynek usług elastyczności?  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:  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 oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego; | **Uwaga uwzględniona.**  Definicja została zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja przepisu dostosowuje definicję do pojęć używanych w polskim systemie prawnym:  44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i rynki prowadzone przez giełdy energii elektrycznej, na których dokonywany jest obrót energią, mocą, energią bilansującą i usługami systemowymi, w dowolnych przedziałach czasowych, w tym na rynkach terminowych, dnia następnego, dnia bieżącego i rynku bilansującego; | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja znacząco rozszerza definicję rynków energii elektrycznej, wykraczając poza zakres przedmiotowy przewidziany w dyrektywie rynkowej. Definicja została zmieniona zgodnie z wcześniejszymi uwagami. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. r projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy -  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Projekt ustawy przewiduje zmianę definicji „uczestnika rynku” (która odnosiła do definicji zawartej w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii) poprzez odesłanie do definicji zawartej w rozporządzeniu 2019/943. Nowa, zaproponowana definicja pomija uczestnika rynku **paliw gazowych** oraz podmioty nieposiadające osobowości prawnej, którym ustawa przyznaje zdolność prawną, co nie wydaje się być zasadne | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Treść tej definicji powinna zostać zatem rozszerzona o energię cieplną. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Zaproponowana definicja uwzględnia inną postać energii |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Definicja magazynowania energii elektrycznej została zmieniona Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi jn.:  „59) magazynowanie energii elektrycznej – 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;”,  Proponujemy w pkt 59 pozostawić definicję magazynowania energii elektrycznej wprowadzoną Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. a definicję magazynowania energii wprowadzić w pkt 59a. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zaproponowany w projekcie ustawy zabieg legislacyjny dokładnie odwzorowuje treść i intencje przepisów dyrektywy 2019/944 |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Treść tej definicji powinna zostać zatem rozszerzona o energię cieplną.  Propozycja przepisu:  *„59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”* | **Uwaga nieuwzględniona**.  Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu:  „**59) magazynowanie energii** – **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**;”, |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Dotychczas art. 59 dotyczył ogólnie energii, po zmianie dotyczy tylko energii elektrycznej, pomimo że dodawany art. 59a jest dedykowany energii elektrycznej.  Proponujemy pozostawić art. 59 w dotychczasowym brzmieniu, | **Uwaga nieuwzględniona**.  Zaproponowana definicja uwzględnia inną postać energii |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Projekt wprowadza odrębne definicje *magazynowania energii* i *magazynowania energii elektrycznej*. Analiza obu definicji wskazuje, że w założeniu szersze pojęcie *magazynowania energii* w 100% pokrywa się z definicją *magazynowania energii elektrycznej* (druga część definicji, rozpoczynająca się od słów *lub przetworzenie* (…) jest taka sama jak w przypadku definicji *magazynowania energii elektrycznej*).    Nie jest też jasny, w świetle całości regulacji, cel wprowadzenia dwóch odrębnych definicji. | **Uwaga nieuwzględniona**  Projektodawca polski 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). 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy  w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponujemy bezpośrednie przeniesienie definicji magazynowania energii z art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944. W szczególności, zaproponowane brzmienie odnosi się jedynie do magazynowania energii elektrycznej i nie uwzględnia magazynowania ciepła.  magazynowanie energii – odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii | **Uwaga nieuwzględniona.**  Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu:  „59) magazynowanie energii – 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;”, |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Obecnie definicja magazynowania energii oraz magazynowania energii elektrycznej jest wadliwie skonstruowana, ponieważ definicja magazynowania energii wykorzystuje pełne rozwinięcie już zdefiniowanego magazynowania energii elektrycznej. Na czerwono zaznaczono fragmenty tożsame.  „59) magazynowanie energii – 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;”  „59a) magazynowanie energii elektrycznej – 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;”  PKEE proponuje zmianę definicji magazynowania energii (powyżej), definicję magazynowania energii elektrycznej pozostawić bez zmian. | Projektodawca polski 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). 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.  Ponadto, zaproponowany zabieg legislacyjny jest tożsamy z tym przyjętym w dyrektywie 2019/944 |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Definicja magazynowania energii elektrycznej została zdefiniowana tak samo jak definicja magazynowania energii w art. 2 pkt 59 dyrektywy 2019/944. Proponujemy pozostawienie definicji magazynowania energii elektrycznej w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 20 maja 2021r. | Wprowadzenie 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Wskazana w niniejszej ustawie definicja magazynowania energii elektrycznej została zdefiniowana tak samo jak definicja magazynowania energii w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944  Uwzględniając uwagę do pkt. 59 proponujemy w pkt 59a wprowadzić definicję magazynowania energii jak określona w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944, tj.:  „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;  lub  „magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944; | **Uwaga nieuwzględniona**.  Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu:  „59) magazynowanie energii – 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;”, |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Obecnie definicja magazynowania energii oraz magazynowania energii elektrycznej jest wadliwie skonstruowana, ponieważ definicja magazynowania energii wykorzystuje pełne rozwinięcie już zdefiniowanego magazynowania energii elektrycznej. Na czerwono zaznaczono fragmenty tożsame.  „59) magazynowanie energii – 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;”  „59a) magazynowanie energii elektrycznej – 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;”  Propozycja zmian:  „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”  „59a) magazynowanie energii elektrycznej – 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;” [BEZ ZMIAN] | Projektodawca polski 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). 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.  Ponadto, zaproponowany zabieg legislacyjny jest tożsamy z tym przyjętym w dyrektywie 2019/944 |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy - Prawo energetyczne – dodać pkt 62 | Towarowa Giełda Energii | TGE proponuje dodanie nowej definicji:  1. [wprowadzenie pojęcia nominowanego operatora rynku energii]  W art. 3 pkt 61 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 62) w brzmieniu:  „62) nominowany operator rynku energii - podmiot wyznaczony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na nominowanego operatora rynku energii elektrycznej do przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego zgodnie z art. 4 ust. 3 i 4 oraz art. 6 rozporządzenia Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z 25.7.2015, s. 15), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222” oraz podmiot oferujący usługi nominowanego operatora rynku energii elektrycznej do przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego na polskim obszarze rynkowym w związku z wyznaczeniem tego podmiotu na nominowanego operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, w stosunku do którego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie stwierdził podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z art. 4 ust. 5 i 7 rozporządzenia 2015/1222.”; | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak potrzeby dodawania definicji w zaproponowanym brzmieniu. W ustawie – Prawo energetyczne znajduje się już definicja wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (art. 3 pkt 28b) – jest to definicja NEMO, ale nieco inaczej sformułowana. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy - Prawo energetyczne – dodać pkt 62 | Urząd Regulacji Energetyki | Proponowany pkt 61 należy oznaczyć jako pkt 59b.  W obowiązującej obecnie ustawie – Prawo energetyczne znajduje się już w art. 3 pkt 61 – zawarta jest tam definicja danych pomiarowych, wprowadzona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093). | **Uwaga uwzględniona**.  Jednostka redakcyjna zostanie zaktualizowana. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych” jest niejasne. Co więcej sugeruje, że wysokość strat musi być każdorazowo określona w odniesieniu do indywidualnego odbiorcy, co jest technicznie i organizacyjnie niewykonalne nie tylko z uwagi na liczebność odbiorców zaopatrywanych przez niektórych dostawców, ale też fakt, że chociażby energia do zaopatrzenia danego odbiorcy nie jest nabywana przez sprzedawcę w kontrakcie imiennym dedykowanym temu odbiorcy (ale na podstawie szacowanej sumy zapotrzebowania wszystkich odbiorców plus margines).  Proponujemy więc rezygnację z proponowanej zmiany. Pierwsze zdanie artykułu określa już maksymalny poziom odszkodowania, limitowany do kosztów i odszkodowań wynikających z treści umowy. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Dyrektywa 2019/944 wymaga, aby odszkodowania za przedterminowe rozwiązanie umowy nie przekraczały bezpośrednich strat ekonomicznych jedynie w przypadku gospodarstw domowych i małych przedsiębiorców.  Wprowadzenie ograniczeń w wielkości opłat z tytułu rozwiązania umowy, ograniczy zaś możliwość oferowania produktów o stałej cenie przez przedsiębiorstwo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne.  Wskutek omawianych zapisów kontrakty terminowe z odbiorcami końcowymi staną się w istocie opcjami wystawianymi na rzecz odbiorcy, chyba, że kontrakt zostanie będzie zabezpieczony indywidualnym kontraktem terminowym umożliwiającym wykazanie szkody sprzedawcy.  Przedsiębiorstwa energetyczne, będą musiały pobierać opłatę za opcję z góry lub realizować każdorazowe zabezpieczeni kontraktów na rynku terminowym.  Takie ograniczenie poważnie ograniczy również możliwość zawierania umów PPA, które mają charakter długoterminowych gdyż na moment rozwiązania nie będzie znana rzeczywista strata finansowa albo wymusi zawieranie je w formule sleeved PPA z pośrednictwem przedsiębiorstwa obrotu.  Wprowadzenie takich ograniczeń w swobodzie kontraktowania jest bezzasadne dla umów zawieranych ze średnimi i dużymi przedsiębiorstwami.  Propozycja przepisu:  *„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań pobieranych od odbiorców,* ***innych niż przedsiębiorcy niebędący na dzień zawierania umowy mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą w rozumieniu przepisów z art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646)****, nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja regulacji nie może zostać uwzględniona z uwagi na brak możliwości weryfikacji tych rodzajów podmiotów przez sprzedawców. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych” jest niejasne. Co więcej sugeruje, że wysokość strat musi być każdorazowo określona w odniesieniu do indywidualnego odbiorcy, co jest technicznie i organizacyjnie niewykonalne nie tylko z uwagi na liczebność odbiorców zaopatrywanych przez niektórych dostawców, ale też fakt, że chociażby energia do zaopatrzenia danego odbiorcy nie jest nabywana przez sprzedawcę w kontrakcie imiennym dedykowanym temu odbiorcy (ale na podstawie szacowanej sumy zapotrzebowania wszystkich odbiorców plus margines).  Proponujemy więc rezygnację z proponowanej zmiany. Pierwsze zdanie artykułu określa już maksymalny poziom odszkodowania, limitowany do kosztów i odszkodowań wynikających z treści umowy. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Dyrektywa 2019/944 wymaga, aby odszkodowania za przedterminowe rozwiązanie umowy nie przekraczały bezpośrednich strat ekonomicznych jedynie w przypadku gospodarstw domowych i małych przedsiębiorców.  Wprowadzenie ograniczeń w wielkości opłat z tytułu rozwiązania umowy, ograniczy zaś możliwość oferowania produktów o stałej cenie przez przedsiębiorstwo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne.  Wskutek omawianych zapisów kontrakty terminowe z odbiorcami końcowymi staną się w istocie opcjami wystawianymi na rzecz odbiorcy, chyba, że kontrakt zostanie będzie zabezpieczony indywidualnym kontraktem terminowym umożliwiającym wykazanie szkody sprzedawcy.  Przedsiębiorstwa energetyczne, będą musiały pobierać opłatę za opcję z góry lub realizować każdorazowe zabezpieczeni kontraktów na rynku terminowym.  Takie ograniczenie poważnie ograniczy również możliwość zawierania umów PPA, które mają charakter długoterminowych gdyż na moment rozwiązania nie będzie znana rzeczywista strata finansowa albo wymusi zawieranie je w formule sleeved PPA z pośrednictwem przedsiębiorstwa obrotu.  Wprowadzenie takich ograniczeń w swobodzie kontraktowania jest bezzasadne dla umów zawieranych ze średnimi i dużymi przedsiębiorstwami.  „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”  Propozycja zmian:  „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań pobieranych od odbiorców, innych niż przedsiębiorcy niebędący na dzień zawierania umowy mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą w rozumieniu przepisów z art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646), nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja regulacji nie może zostać uwzględniona z uwagi na brak możliwości weryfikacji tych rodzajów podmiotów przez sprzedawców |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne | Pracodawcy RP | W Projekcie:    3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego    Propozycja zmiany przepisu:    „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego. **Straty ekonomiczne rozumiane są jako straty związane z koniecznością sprzedaży przez Sprzedawcę energii elektrycznej zakontraktowanej dla Odbiorcy końcowego, a nieodebraną przez Odbiorcę końcowego wskutek rozwiązania umowy zawartej na czas określony. Strata liczona jest jako iloczyn ilości energii, która nie zostanie dostarczona po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (wynikająca z umowy, ale nie mniej niż 85% zużycia z roku ubiegłego) oraz różnicy cen na rynku hurtowym:**  **energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (od daty skutecznego wypowiedzenia umowy do daty obowiązywania wskazanej w umowie na czas oznaczony podlegającej wypowiedzeniu) w dniu akceptacji oferty i energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy w dniu skutecznego wypowiedzenia umowy (o ile różnica ma wartość dodatnią).**  ***Uzasadnienie:*** zaproponowana zmiana w art. 4j ust. 3a w części „*Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”* która wskazuje na granicę kosztów, którą miałyby być określana przez przedsiębiorstwo energetyczne, jest jak najbardziej właściwie. Jednocześnie pragniemy zwrócić uwagę na kwestie wyliczenia odszkodowania i ujęcia w nim kwestii związanych ze stratami ekonomicznymitj. wolumenem energii elektrycznej, zakontraktowanej przez sprzedawcę na rzecz odbiorcy celem realizacji umowy. Kontraktowanie energii elektrycznej dla odbiorcy na cały okres dostaw wskazany w umowie jest typowym zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, które dla bezpieczeństwa odbiorcy w ten sposób wraz z produktem oferuje odbiorcy pewność dostaw po ustalonej cenie.      ***Postulat:***  1. uwzględnienie w przepisie doprecyzowania w zakresie strat ekonomicznych, które pozwoli na transparentną informację w kontekście pokrycia strat powstałych po stronie przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji wypowiedzenia umowy przez odbiorcę końcowego i koniecznością odsprzedaży na rynku hurtowym energii zakupionej przez Sprzedawcę dla Odbiorcy. Strata dla Sprzedawcy pojawia się w przypadku spadku cen na rynku hurtowym i konieczności odsprzedaży ze stratą. W przypadku gdy mamy do czynienia ze wzrostem cen na rynku terminowym odszkodowanie ze strony Odbiorcy nie jest należne Sprzedawcy.    2. proponujemy dodać przepis przejściowy w którym zostanie rozwiązana kwestia umów zawartych przed wejściem w życie niniejszej nowelizacji w których zastosowanie miałaby stara treść art. 4j ust. 3a. Celem takiego zabiegu byłoby utrwalenie zasady swobody zawierania umów oraz ryzyka obu stron kontraktu, które były uwzględniane przy zawieraniu umów | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną definicję, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | PGNiG | Rezygnacja ze zmian w zakresie wysokości kosztów i odszkodowań  Propozycja:  Zmiana art. 4j ust. 3a Prawa Energetycznego  *„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. ~~Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.~~*  Uzasadnienie:  Specyfika rynku energetycznego, związana głównie ze zmiennością cen zakupu gazu, czy energii elektrycznej wymusza zakontraktowanie przez przedsiębiorstwo obrotu zamówionych przez klientów wolumenów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (dalej: „**TGE**”). Poziom zakontraktowania opiera się na zamówieniach. Niemniej jednak faktyczne zużycie odbiega najczęściej od zamówień odbiorców i tym samym przy kalkulacji ceny uwzględniane są także inne dane (np. zużycia historyczne, średnie profile, czy też prognozy zużycia dokonywane przez spółki), powiązane z konkretnym okresem obowiązywania umowy. W sytuacji, gdy odbiorca rozwiązuje umowę przed końcem jej obowiązywania, to zakontraktowany przez przedsiębiorstwo obrotu, a nie zużyty przez odbiorcę wolumen musi być odsprzedany, co generuje ryzyko bezpośredniej straty. Nie są także odzyskiwane koszty pozyskania klienta, jak również marża, która jest warunkiem koniecznym funkcjonowania każdej firmy na rynku.  Tym samym brak faktycznej możliwości stosowania kar umownych będzie prowadził do sytuacji, w której opisane powyżej ryzyka, będą musiały być uwzględniane w kalkulacji cen dla odbiorców końcowych. Bezpośrednią konsekwencją takiego podejścia będzie wzrost cen gazu czy energii dla odbiorców końcowych.  Kolejną konsekwencją braku możliwości zapewnienia przewidywalności zużycia dla zawartych umów będzie wzrost kosztów kontraktowania gazu na TGE – konieczność prowadzenia częstych operacji polegających na odsprzedaży, czy też konieczności dokupienia niewielkich wolumenów. To również oznacza wzrost kosztów dla przedsiębiorstw obrotu i w konsekwencji dla odbiorców.  Wprowadzenie proponowanych zmian w bardzo dużym stopniu ograniczy swobodę kształtowania umów. W konsekwencji zaburzy równowagę w sposobie traktowania stron umowy, szczególnie w sytuacji gdy kontrahentem przedsiębiorstwa energetycznego jest podmiot profesjonalny. Najczęstszym powodem rozwiązania umowy przed jej końcem jest znalezienie tańszej oferty, w sytuacji gdy na rynku obserwowany jest trend spadkowy cen zakupu gazu lub energii elektrycznej. W takiej sytuacji faktycznie jest możliwe znalezienie tańszej oferty, jednak w momencie podpisywania zrywanej umowy ceny były wyższe. Obie strony umawiały się na określone warunki cenowe zgodne z aktualną sytuacją rynkową, zaś sprzedawca poniósł koszt zakupu energii w momencie podpisania umowy. Tak zawarta umowa powinna być respektowana. W końcu nie są odnotowywane odwrotne operacje – gdy ceny na rynku rosną sprzedawcy nie rozwiązują umów z odbiorcami, aby odsprzedać gaz lub energię elektryczną na rynku hurtowym po cenach wyższych niż wynikających z umów z odbiorcami.  W konsekwencji generalny efekt ekonomiczny projektowanej zmiany dla rynku będzie negatywny. Ograniczenie możliwości egzekwowania dochowania zawartej pomiędzy stronami umowy, zwiększa koszty sprzedawcy, które będą musiały być przeniesione na nabywcę. W praktyce więc bezpośrednim efektem zmiany będzie wzrost cen na rynku, zwiększenie presji inflacyjnej i ograniczenie konkurencyjności gospodarki. Ponadto należy spodziewać się, że projektowana zmiana całkowicie wyeliminuje z obrotu umowy na czas oznaczony dla ofert o charakterze masowym, a to w szczególności dotknie odbiorców o małym i średnim profilu zużycia (dotyczy to odbiorców w gospodarstwach domowych oraz mały i średni biznes), bowiem koszty dochodzenia odszkodowania przewyższą potencjalne zyski przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji zmiana ta będzie miała negatywny wpływ na rozwój rynku energetycznego, w którym odbiorcy pozbawieni zostaną możliwości zawierania umów na czas oznaczony (oferty te będą za drogie albo nieopłacalne dla przedsiębiorstw energetycznych), co wpłynie także na samą dynamikę uprawnienia do zmiany sprzedawcy.  Dodać należy, że użyte w projektowanej ustawie pojęcie „bezpośredniej straty ekonomicznej” nie zostało zdefiniowane i rodzi wątpliwości interpretacyjne. Pojęcie to abstrahuje od pojęcia „szkody”, które na gruncie prawa cywilnego tradycyjnie stanowi przesłankę odpowiedzialności kontraktowej. Posłużenie się pojęciem „straty” może sugerować, że zamiarem prawodawcy było ograniczenie odpowiedzialności kontraktowej do szkody rzeczywistej i wyłączenie odpowiedzialności za utracone korzyści. Takie rozwiązanie należy ocenić negatywnie – jak zostało to już poruszone powyżej, zaburza ono równowagę kontraktową, co w szczególności dotyczy obrotu profesjonalnego.  Ograniczenie roszczeń na wypadek przedterminowego rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony do „bezpośrednich strat ekonomicznych” w praktyce może oznaczać wyłączenie możliwości efektywnego dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwo obrotu z uwagi na trudności w wykazaniu od strony dowodowej poniesionej „bezpośredniej straty ekonomicznej”. Powyższe wynika ze specyfiki profesjonalnego obrotu na TGE – jak zostało to już zaznaczone powyżej, transakcje dokonywane przez przedsiębiorstwo obrotu na TGE mają charakter hurtowy, a nie pojedynczych zleceń realizowanych dla zabezpieczenia wykonania poszczególnych umów zawartych z odbiorcami końcowymi. Tym samym utrudnione, o ile w ogóle możliwe będzie wykazanie od strony dowodowej „bezpośredniej straty ekonomicznej” poniesionej na konkretnej umowie rozwiązanej przedterminowo przez odbiorcę końcowego. O ile pojedyncze przypadki przedterminowego rozwiązywania umów mogą nie stanowić istotnego obciążenia, o tyle przy efekcie skali może to wiązać się z dotkliwymi negatywnymi skutkami finansowymi po stronie przedsiębiorstwa energetycznego.  Mając na uwadze powyższe należy negatywnie ocenić projektowane rozwiązanie, wprowadzające w szerokim zakresie ograniczenie możliwości dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ewentualnie, w celu wyeliminowania opisanych powyżej negatywnych skutków projektowanej zmiany, można rozważyć ograniczenie zastosowania przedmiotowego rozwiązania do relacji umownych z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych. Tym samym projektowana regulacja nie miałaby zastosowania w relacjach umownych z odbiorcami profesjonalnymi czy instytucjonalnymi.  Ponadto pozostawienie postanowienia „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” w praktyce uniemożliwia komunikowanie konsekwencji rozwiązania umowy przed terminem na etapie zawierania umowy z klientami. Tym samym podejmując decyzję o rozwiązaniu umowy (przed terminem) klient nie wiedziałby, jaki koszt będzie musiał ponieść. Może się okazać, iż koszt, czy odszkodowanie takie, w specyficznych warunkach ekonomicznych będzie miało bardzo negatywne konsekwencje na sytuację finansową poszczególnych firm. Zdaniem Spółki treść umów powinna charakteryzować się przewidywalnością konsekwencji poszczególnych postanowień. Leży to w interesie obydwu stron umowy. Paradoksalnie więc, wprowadzenie takiego postanowienia może odnieść skutek mrożący, tzn. skłonność do rozwiązywania umów przed terminem może spaść. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Specyfika rynku energetycznego, związana głównie ze zmiennością cen zakupu gazu, czy energii elektrycznej wymusza zakontraktowanie przez przedsiębiorstwo obrotu zamówionych przez klientów wolumenów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (dalej: „TGE”). Poziom zakontraktowania opiera się na zamówieniach. Niemniej jednak faktyczne zużycie odbiega najczęściej od zamówień odbiorców i tym samym przy kalkulacji ceny uwzględniane są także inne dane (np. zużycia historyczne, średnie profile, czy też prognozy zużycia dokonywane przez spółki), powiązane z konkretnym okresem obowiązywania umowy. W sytuacji, gdy odbiorca rozwiązuje umowę przed końcem jej obowiązywania, to zakontraktowany przez przedsiębiorstwo obrotu, a nie zużyty przez odbiorcę wolumen musi być odsprzedany, co generuje ryzyko bezpośredniej straty. Nie są także odzyskiwane koszty pozyskania klienta, jak również marża, która jest warunkiem koniecznym funkcjonowania każdej firmy na rynku.  Tym samym brak faktycznej możliwości stosowania kar umownych będzie prowadził do sytuacji, w której opisane powyżej ryzyka, będą musiały być uwzględniane w kalkulacji cen dla odbiorców końcowych. Bezpośrednią konsekwencją takiego podejścia będzie wzrost cen gazu czy energii dla odbiorców końcowych.  Kolejną konsekwencją braku możliwości zapewnienia przewidywalności zużycia dla zawartych umów będzie wzrost kosztów kontraktowania gazu na TGE – konieczność prowadzenia częstych operacji polegających na odsprzedaży, czy też konieczności dokupienia niewielkich wolumenów. To również oznacza wzrost kosztów dla przedsiębiorstw obrotu i w konsekwencji dla odbiorców.  Wprowadzenie proponowanych zmian w bardzo dużym stopniu ograniczy swobodę kształtowania umów. W konsekwencji zaburzy równowagę w sposobie traktowania stron umowy, szczególnie w sytuacji gdy kontrahentem przedsiębiorstwa energetycznego jest podmiot profesjonalny. Najczęstszym powodem rozwiązania umowy przed jej końcem jest znalezienie tańszej oferty, w sytuacji gdy na rynku obserwowany jest trend spadkowy cen zakupu gazu lub energii elektrycznej. W takiej sytuacji faktycznie jest możliwe znalezienie tańszej oferty, jednak w momencie podpisywania zrywanej umowy ceny były wyższe. Obie strony umawiały się na określone warunki cenowe zgodne z aktualną sytuacją rynkową, zaś sprzedawca poniósł koszt zakupu energii w momencie podpisania umowy. Tak zawarta umowa powinna być respektowana. W końcu nie są odnotowywane odwrotne operacje – gdy ceny na rynku rosną sprzedawcy nie rozwiązują umów z odbiorcami, aby odsprzedać gaz lub energię elektryczną na rynku hurtowym po cenach wyższych niż wynikających z umów z odbiorcami.  **W konsekwencji generalny efekt ekonomiczny projektowanej zmiany dla rynku będzie negatywny. Ograniczenie możliwości egzekwowania dochowania zawartej pomiędzy stronami umowy, zwiększa koszty sprzedawcy, które będą musiały być przeniesione na nabywcę. W praktyce więc bezpośrednim efektem zmiany będzie wzrost cen na rynku, zwiększenie presji inflacyjnej i ograniczenie konkurencyjności gospodarki. Ponadto należy spodziewać się, że projektowana zmiana całkowicie wyeliminuje z obrotu umowy na czas oznaczony dla ofert o charakterze masowym, a to w szczególności dotknie odbiorców o małym i średnim profilu zużycia (dotyczy to odbiorców w gospodarstwach domowych oraz mały i średni biznes), bowiem koszty dochodzenia odszkodowania przewyższą potencjalne zyski przedsiębiorstw energetycznych.**  W konsekwencji zmiana ta będzie miała negatywny wpływ na rozwój rynku energetycznego, w którym odbiorcy pozbawieni zostaną możliwości zawierania umów na czas oznaczony (oferty te będą za drogie albo nieopłacalne dla przedsiębiorstw energetycznych), co wpłynie także na samą dynamikę uprawnienia do zmiany sprzedawcy.  Dodać należy, że użyte w projektowanej ustawie pojęcie „bezpośredniej straty ekonomicznej” nie zostało zdefiniowane i rodzi wątpliwości interpretacyjne. Pojęcie to abstrahuje od pojęcia „szkody”, które na gruncie prawa cywilnego tradycyjnie stanowi przesłankę odpowiedzialności kontraktowej. Posłużenie się pojęciem „straty” może sugerować, że zamiarem prawodawcy było ograniczenie odpowiedzialności kontraktowej do szkody rzeczywistej i wyłączenie odpowiedzialności za utracone korzyści. Takie rozwiązanie należy ocenić negatywnie – jak zostało to już poruszone powyżej, zaburza ono równowagę kontraktową, co w szczególności dotyczy obrotu profesjonalnego.  **Ograniczenie roszczeń na wypadek przedterminowego rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony do „bezpośrednich strat ekonomicznych” w praktyce może oznaczać wyłączenie możliwości efektywnego dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwo obrotu z uwagi na trudności w wykazaniu od strony dowodowej poniesionej „bezpośredniej straty ekonomicznej”. Powyższe wynika ze specyfiki profesjonalnego obrotu na TGE – jak zostało to już zaznaczone powyżej, transakcje dokonywane przez przedsiębiorstwo obrotu na TGE mają charakter hurtowy, a nie pojedynczych zleceń realizowanych dla zabezpieczenia wykonania poszczególnych umów zawartych z odbiorcami końcowymi. Tym samym utrudnione, o ile w ogóle możliwe będzie wykazanie od strony dowodowej „bezpośredniej straty ekonomicznej” poniesionej na konkretnej umowie rozwiązanej przedterminowo przez odbiorcę końcowego.**  O ile pojedyncze przypadki przedterminowego rozwiązywania umów mogą nie stanowić istotnego obciążenia, o tyle przy efekcie skali może to wiązać się z dotkliwymi negatywnymi skutkami finansowymi po stronie przedsiębiorstwa energetycznego.  Mając na uwadze powyższe należy negatywnie ocenić projektowane rozwiązanie, wprowadzające w szerokim zakresie ograniczenie możliwości dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ewentualnie, w celu wyeliminowania opisanych powyżej negatywnych skutków projektowanej zmiany, można rozważyć ograniczenie zastosowania przedmiotowego rozwiązania do relacji umownych z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych. Tym samym projektowana regulacja nie miałaby zastosowania w relacjach umownych z odbiorcami profesjonalnymi czy instytucjonalnymi.  Ponadto pozostawienie postanowienia „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” w praktyce uniemożliwia komunikowanie konsekwencji rozwiązania umowy przed terminem na etapie zawierania umowy z klientami. Tym samym podejmując decyzję o rozwiązaniu umowy (przed terminem) klient nie wiedziałby, jaki koszt będzie musiał ponieść. Może się okazać, iż koszt, czy odszkodowanie takie, w specyficznych warunkach ekonomicznych będzie miało bardzo negatywne konsekwencje na sytuację finansową poszczególnych firm. Zdaniem Spółki treść umów powinna charakteryzować się przewidywalnością konsekwencji poszczególnych postanowień. Leży to w interesie obydwu stron umowy. Paradoksalnie więc, wprowadzenie takiego postanowienia może odnieść skutek mrożący, tzn. skłonność do rozwiązywania umów przed terminem może spaść.  3) w art. 4j:  a) ust. 3a otrzymuje brzmienie:  *„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. ~~Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.~~* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się doprecyzowanie projektowanego przepisu poprzez usunięcie wątpliwości, o jakie koszty i odszkodowania chodzi w zdaniu drugim.  Proponuje się następujące brzmienie zdania drugiego art. 4j ust. 3a: „Wysokość **tych** kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Projektowany ust. 3a zawiera nieostre i niejasne pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych”, co może spowodować trudności w interpretowaniu tej regulacji, szczególnie istotnej dla odbiorców końcowych. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Wprowadzone doprecyzowanie dot. zasad kalkulacji kosztów i odszkodowań za rozwiązanie przez odbiorcę umowy (art. 4j ust. 3 uPE), zgodnie z którym „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo  energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” rodzić może liczne problemy interpretacyjne i praktyczne, zarówno dla sprzedawców, jak i samych odbiorców energii.  Obecnie sprzedawcy w odniesieniu do gospodarstw domowych i drobnych przedsiębiorców stosują najczęściej w umowach opłaty sankcyjne za rozwiązanie umowy przed upływem okresu na jaki została zawarta - w postaci zryczałtowanej kwoty, płatnej za każdy miesiąc jaki pozostał do upływu okresu na jaki umowa została zawarta. Kwota ta jest określona w umowie i znana jest odbiorcy przed podjęciem decyzji o „związaniu” się umową. Praktyka taka wynika z tego, że obliczanie kar za rozwiązanie umowy w taki sposób, aby odzwierciedlała ona rzeczywistą poniesioną przez sprzedawcę stratę możliwa byłaby dopiero po rozwiązaniu umowy, a nawet dopiero po upływie okresu na jaki rozwiązywana umowa została zawarta. W świetle powyższego określanie kary w sposób uwzględniający zryczałtowane kwoty wydaje się najbardziej odpowiednie z punktu widzenia zabezpieczenia interesu przeciętnego konsumenta.  Propozycja przepisu w zasadzie wyłącza po stronie przedsiębiorstw obrotu uzasadnienie ekonomiczne dla zawierania z odbiorcami umów na czas oznaczony, w tym w oparciu o oferty promocyjne. W konsekwencji rozwiązanie, w założeniu chroniące odbiorców końcowych, może odbić się negatywnie w szczególności na tej grupie uczestników rynku. W przypadku umów masowych, zwłaszcza z odbiorcami w gospodarstwach domowych oraz lub odbiorcami biznesowymi z grupy C, trudne będzie wyliczenie bezpośredniej straty ekonomicznej wynikającej z rozwiązania umowy, co nie znaczy, że nie zostanie ona poniesiona, wobec konieczności zabezpieczenia przez przedsiębiorstwo obrotu pozycji na potrzeby dostaw do odbiorców. Co więcej, po stronie odbiorcy nie będzie w takiej sytuacji jasności co do ryzyka związanego z rozwiązaniem umowy na czas oznaczony.  W ocenie wnioskującego system ponoszenia kosztów rozwiązania umów na czas oznaczony powinien opierać się o jasny i przejrzysty system opłat zryczałtowanych o ograniczonej wysokości. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego. Straty ekonomiczne rozumiane są jako straty związane z koniecznością sprzedaży przez sprzedawcę energii elektrycznej zakontraktowanej dla odbiorcy końcowego ,a nieodebraną przez odbiorcę końcowego wskutek rozwiązania umowy zawartej na czas określony. Strata liczona jest jako iloczyn ilości energii, która nie zostanie dostarczona po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (wynikająca z umowy, ale nie mniej niż 85% zużycia z roku ubiegłego) oraz różnicy cen na rynku hurtowym:  a) energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (od daty skutecznego wypowiedzenia umowy do daty obowiązywania wskazanej w umowie na czas oznaczony podlegającej wypowiedzeniu) w dniu akceptacji oferty i energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy w dniu skutecznego wypowiedzenia umowy (o ile różnica ma wartość dodatnią).  Pragniemy zwrócić uwagę na kwestie wyliczenia odszkodowania i ujęcia w nim kwestii związanych ze stratami ekonomicznymi tj. wolumenem energii elektrycznej, zakontraktowanej przez sprzedawcę na rzecz odbiorcy celem realizacji umowy. Kontraktowanie energii elektrycznej dla odbiorcy na cały okres dostaw wskazany w umowie jest typowym zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, które dla bezpieczeństwa odbiorcy w ten sposób wraz z produktem oferuje odbiorcy pewność dostaw po ustalonej cenie.    Proponujemy.    1). uwzględnienie w przepisie doprecyzowania w zakresie strat ekonomicznych, które pozwoli na transparentną informację w kontekście pokrycia start powstałych po stronie przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji wypowiedzenia umowy przez odbiorcę końcowego i koniecznością odsprzedaży na rynku hurtowym energii zakupionej przez Sprzedawcę dla odbiorcę. Strata dla Sprzedawcy pojawia się w przypadku spadku cen na rynku hurtowym i konieczności odsprzedaży ze stratą. W przypadku gdy mamy do czynienia ze wzrostem cen na rynku terminowym odszkodowanie ze strony Odbiorcy nie jest należne Sprzedawcy.    2). proponujemy dodać przepis przejściowy w którym zostanie rozwiązana kwestia umów zawartych przed wejściem w życie niniejszej nowelizacji w których zastosowanie miałaby stara treść art. 4j ust. 3a. Celem takiego zabiegu byłoby utrwalenie zasady swobody zawierania umów oraz ryzyk obu stron kontraktu, które były uwzględniane przy zawieraniu umów. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną definicję, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. a i b w zakresie w art. 4j ust. 3a i 6a ustawy - Prawo energetyczne | Energa S.A. | Propozycja zmian do art. 1 pkt 3) lit a):  Wprowadzone doprecyzowanie dot. zasad kalkulacji kosztów i odszkodowań za rozwiązanie przez odbiorcę umowy (art. 4j ust. 3 uPE), zgodnie z którym „*Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego”*  rodzić może liczne problemy interpretacyjne i praktyczne, zarówno dla sprzedawców, jak i samych odbiorców energii.    Obecnie sprzedawcy w odniesieniu do gospodarstw domowych i drobnych przedsiębiorców stosują najczęściej w umowach opłaty sankcyjne za rozwiązanie umowy przed upływem okresu na jaki została zawarta - w postaci zryczałtowanej kwoty, płatnej za każdy miesiąc jaki pozostał do upływu okresu na jaki umowa została zawarta. Kwota ta jest określona w umowie i znana jest odbiorcy przed podjęciem decyzji o „związaniu” się umową. Praktyka taka wynika z tego, że obliczanie kar za rozwiązanie umowy w taki sposób, aby odzwierciedlała ona rzeczywistą poniesioną przez sprzedawcę stratę możliwa byłaby dopiero po rozwiązaniu umowy, a nawet dopiero po upływie okresu na jaki rozwiązywana umowa została zawarta. W świetle powyższego określanie kary w sposób uwzględniający zryczałtowane kwoty wydaje się najbardziej odpowiednie z punktu widzenia zabezpieczenia interesu przeciętnego konsumenta.    Propozycja zmian do art. 1 pkt 3) lit b):  *„Art. 6a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło lub zaproponować odbiorcy inne alternatywne rozwiązania, w szczególności system przedpłat, zabezpieczeń lub alternatywnych planów płatności, jeżeli odbiorca:*  *1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca;*  *2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;*  *3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego;*  *2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa*  *w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.*  *3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego lub odmowy skorzystania z innego alternatywnego rozwiązania, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.*    *Art. 6e. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w art. 6c*  *ust. 1, z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem, o którym mowa w art. 31a, albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 6b ust. 1, może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy lub zaproponować odbiorcy inne alternatywne rozwiązania,*  *w szczególności system przedpłat, zabezpieczeń lub alternatywnych planów płatności. Koszt zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.”*    Zgodnie z obowiązującą treścią ustawy - Prawo energetyczne i proponowanymi  w nim zmianami (UC74) sprzedawca energii elektrycznej w przypadkach określonych w art. 6a podejmując decyzję o zainstalowaniu licznika przedpłatowego, może jedynie zwrócić się do operatora o zainstalowanie takiego licznika. Ze względu na możliwość odmowy operatora na zainstalowanie licznika przedpłatowego na wniosek sprzedawcy, sprzedawca nie ma zapewnionych innych, do rozwiązania umowy sprzedaży energii, alternatyw.  W projekcie nowelizacji uPE zaproponowano wprowadzenie w art. 6b uPe  ust. 3a, w którym zapisano możliwość zaproponowania przez sprzedawcę odbiorcy w gospodarstwie domowym alternatywnych w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej rozwiązań, w tym systemów przedpłat. Proponujemy wprowadzenie podobnego rozwiązania w przypadku odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną treść, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a -6e ustawy - Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Uwzględniając uwagi do ust. 6a-6e proponujemy zmianę numeracji pozostałych zapisów.  Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 4k. 2:  „Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a-6e ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Uzasadnienie zostało przedstawione w uwadze ogólnej nr 4.  W zakresie zmian dotyczących terminu zmiany sprzedawcy proponuje się z przepisów usunąć operatora informacji rynku energii. | **Uwaga uwzględniona**  - w zakresie wejścia w życie art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a-6e ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne | Energa S.A. | Operator informacji rynku energii oraz ~~operator systemu elektroenergetycznego~~ jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii.  Wykreślenie słów „*operator systemu elektroenergetycznego*”.  Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Proponuje się wykreślenie słów „*operator systemu elektroenergetycznego*”.    Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów, tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji.  6a. *Operator informacji rynku energii oraz ~~operator systemu elektroenergetycznego~~ jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii*  *o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Zapis o treści zaproponowanej w ust. 6a niniejszej ustawy został wprowadzony w ust. 6 Ustawy z dnia 20 maja 2021 r. i powiększony o zapisy dot. terminu zmiany sprzedawcy dla paliw gazowych jn.:  „Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić zmianę sprzedawcy odbiorcy końcowemu:  1) paliw gazowych, nie później niż w terminie 21 dni,  2) energii elektrycznej, nie później niż w terminie 7 dni  – od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą.”  Proponujemy usunięcie ust. 6a z niniejszej ustawy | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przepisem tym objęto również operatora informacji rynku energii. Wymaga zmiany redakcyjnej art. 4j ust. 6, tak aby dotyczył on wyłącznie paliw gazowych. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Zapis nie zawiera informacji o podmiocie dokonującym zgłoszenia zmiany sprzedawcy.  Proponujemy:  „*6a. Operator informacji rynku energii oraz operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii* ***przez******nowego sprzedawcę*** *o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z ~~nowym sprzedawcą energii~~* ***odbiorcą***.”. | **Uwaga uwzględniona.** |
| 1. a | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji.  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:  6a. Operator informacji rynku energii oraz operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6b ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Termin na zmianę sprzedawcy wskazany w ust. 6a niniejszej ustawy, czyli 24 godziny wejdzie w życie 1 stycznia 2026 r. i powinien zastąpić zapis wskazany w ust. 6. Techniczna zmiana sprzedawcy (zgłoszenie w systemu CSIRE i przyjęcie tej zmiany) nie różni się niczym od zmiany sprzedawcy wskazanej w ust. 6.  Proponujemy z ust. 6b z niniejszej ustawy usunięcie zdania pierwszego a wprowadzenie w ust. 6 zapisu jn.:  „<6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić zmianę sprzedawcy odbiorcy końcowemu paliw gazowych i energii elektrycznej, nie później niż w terminie 24 godzin od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą>  Nowe brzmienie ust. 6 w art. 4j wejdzie w życie z dn. 1.01.2026 r..”  Proponujemy pozostawienie pozostałego zapisu z ust. 6b jn.:  „Jeżeli koniec terminu, o którym mowa w ust. 6, przypada na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą. Termin, o którym mowa w ust. 6, liczony jest od przesłania przez sprzedawcę energii elektrycznej do operatora informacji rynku energii powiadomienia o zawarciu z odbiorcą końcowym energii elektrycznej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, do udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji o wyniku weryfikacji tego powiadomienia. ” | **Uwaga uwzględniona częściowo.**  Zarejestrowanie nowego sprzedawcy w systemie CSIRE to nie to samo co rozpoczęcie dostaw ee. na podstawie umowy z nowym sprzedawcą. Uwaga jest do uwzględnienia w zakresie odpowiedniego sformułowania przepisów przejściowych. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6b ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Proponujemy doprecyzowanie zapisów w zakresie podmiotu przeprowadzającego techniczną procedurę zmiany sprzedawcy.  Proponujemy:  *„6b. Techniczną procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, polegającą na zarejestrowaniu w centralnym systemie informacji rynku energii nowego sprzedawcy energii elektrycznej dla punktu pomiarowego, przeprowadza ~~się w~~* ***operator informacji rynku energii*** *terminie nieprzekraczającym 24 godzin. Jeżeli koniec terminu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, przypada na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą.”.* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6d ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Proponujemy wykreślenie wyrazów „*końcowym energii elektrycznej*”, bowiem zawierane są także umowy sprzedaży albo umowy kompleksowe z odbiorcami, którzy odsprzedają część energii innym podmiotom.  Proponujemy:  *„6d. Przypisanie sprzedawcy energii elektrycznej do punktu poboru energii, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej ~~lub~~* ***albo*** *umowy kompleksowej zawartej z odbiorcą ~~końcowym energii elektrycznej~~, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 6c, pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez operatora informacji rynku energii. Rozpoczęcie sprzedaży przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej następuje w każdym przypadku od początku doby.”.* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6d ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Zapis zaproponowany w ust. 6d niniejszej ustawy jest typowym opisem technicznym przeprowadzenia procesu w systemie, który znajdzie się w Systemie Wymiany Informacji (SWI) Centralnego Systemie Informacji Rynku (CSIRE) jak pozostałych procesów rynku energii, które będą wymieniane poprzez CSIRE.  Proponujemy usunięcie ust. 6d z niniejszej ustawy | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przepis, pomimo, że jest dosyć techniczny , w sposób precyzyjny określa datę nastąpienia danego zdarzenia co jest niezbędne w celu dokonania przez Prezesa URE oceny wypełnienia obowiązku ustawowego. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6e ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Projekt wprowadza prawo odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym do uczestniczenia w systemach grupowej zmiany sprzedawcy – pojęcie „system grupowej zmiany sprzedawcy” nie zostało zdefiniowane; dla zachowania symetryczności rozwiązań na rynku energii elektrycznej i gazu (co jest istotne zwłaszcza z perspektywy odbiorcy w gospodarstwie domowym), proponuje się objęcie tym prawem także odbiorców gazu w gospodarstwach domowych. | **Uwaga nieuwzględniona**  Usunięto z projektu grupową zmianę sprzedawcy. |
|  | Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6e ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Ust. 6e wymaga doprecyzowania. Proponujemy doprecyzowanie w tekście „grupowej zmiana sprzedawcy energii elektrycznej”.    Sugerujemy ponadto uzupełnienie tej regulacji wskazaniem, że zasady szczegółowe dot. trybu realizacji grupowej zmiany sprzedawcy będę uregulowane w odpowiednich instrukcjach ruchu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Usunięto z projektu grupową zmianę sprzedawcy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 3 projektu ustawy art. 4k ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany  do głownie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 minut (a nie z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych.  Proponujemy następujące uzupełnienie  *art. 4k. 2.* *Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe* ***lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii.*** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 3 projektu ustawy art. 4k ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany do głownie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 minut (a nie z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane  w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych.  Proponujemy następujące uzupełnienie  *art. 4k. 2.* *Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe* ***lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii.*** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.) proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, jak to zrobiono w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie art. 70 ust. 1a pkt 1 Ustawy o rynku mocy.  Proponujemy doprecyzowanie definicji „gospodarstwa domowego” zgodnie z Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. art. Art. 8. Propozycja zapisu jn.:  „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. Do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym zaliczani są odbiorcy końcowi, którzy zużywają energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem *odbiorcy w gospodarstwie domowym*, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.), proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, analogicznie jak w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9 z pózn. zm.; dalej „**ustawa o rynku mocy**”).  Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. **Odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest odbiorca końcowy, który zużywa energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem *odbiorcy w gospodarstwie domowym*, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Obecnie Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do wdrożenia modelu określonego w art. 5 ust 3a. „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej”. Ujednolicenie tych systemów przed uruchomieniem CSIRE spowoduje powstanie znacznych kosztów po stronie sprzedawców i dystrybutorów. Będzie to rozwiązanie tymczasowe, do momentu uruchomienia CSIRE, ponieważ na jego uruchomienie potrzebna będzie kolejna, kosztowna i skomplikowana operacyjnie aktualizacja systemów teleinformatycznych. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. **Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE.** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zobowiązanie wynikające z PEP2040 mówi o konieczności wprowadzenia umów kompleksowych w formie wskazanej w niniejszym przepisie w 2021 roku. Stoi to na przeszkodzie wprowadzenia obowiązku dotyczącego umów kompleksowych wraz z wejściem CSIRE. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.), proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, analogicznie jak w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9 z pózn. zm.; dalej „ustawa o rynku mocy”).  Propozycja zmian:  Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. Odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest odbiorca końcowy, który zużywa energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem *odbiorcy w gospodarstwie domowym*, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Obecnie Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do wdrożenia modelu określonego w art. 5 ust 3a. „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej”. Ujednolicenie tych systemów przed uruchomieniem CSIRE spowoduje powstanie znacznych kosztów po stronie sprzedawców i dystrybutorów. Będzie to rozwiązanie tymczasowe, do momentu uruchomienia CSIRE, ponieważ na jego uruchomienie potrzebna będzie kolejna, kosztowna i skomplikowana operacyjnie aktualizacja systemów teleinformatycznych. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zobowiązanie wynikające z PEP2040 mówi o konieczności wprowadzenia umów kompleksowych w formie wskazanej w niniejszym przepisie w 2021 roku. Stoi to na przeszkodzie wprowadzenia obowiązku dotyczącego umów kompleksowych wraz z wejściem CSIRE. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Zasadą wyłączności umowy kompleksowej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym proponuje się objąć również odbiorców gazu w gospodarstwie domowym. W przypadku przyjęcia tej uwagi należy odpowiednio **zmienić** pozostałe regulacje dot. odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych. | **Uwaga uwzględniona**~~.~~ |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Proponujemy zmianę redakcyjną polegającą na usunięciu wyrazu „do”.  Proponujemy:  *„3a. Dostarczanie energii ~~do~~ odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.”.*   1. Kategoria „odbiorca w gospodarstwie domowym” nie występuje w taryfach dla energii elektrycznej jako oddzielna grupa taryfowa. Dlatego w celu zapewnienia spójności z zapisami w taryfach przedsiębiorstw energetycznych opartych na długoletniej praktyce, w celu uniknięcia problemów interpretacyjnych, proponujemy w miejsce „w gospodarstwie domowym” zapis ”zużywający energię elektryczną dla celów niezwiązanych z prowadzoną działalnością gospodarczą”.   Propozycja przepisu:  *3a. Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej* ***zużywającego energię elektryczną dla celów niezwiązanych z prowadzoną działalnością gospodarczą*** *odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.* | **Uwaga nr 1 – nieuwzględniona,** obecny kształt odpowiada zasadom j. polskiego oraz jest analogiczny do sformułowań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.  **Uwaga nr 2 – nieuwzględniona.** PEP2040 przewiduje obowiązek objęcia umową kompleksową odbiorców w gospodarstwach domowych. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a i 3b ustawy - Prawo energetyczne | Pracodawcy RP | Komentarz: brakuje określenia co w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie akceptowało warunków i nie podpisze GUDk.  Postulat: należałoby doprecyzować, że obowiązek zawarcia GUDk leży po obu stronach. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a i 3b ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Proponuje się stosować obowiązek dostarczania energii elektrycznej na podstawie wyłącznie umów kompleksowych w odniesieniu do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci najniższych napięć. Takie rozwiązanie wprowadza poprawne kryterium stosowania umowy kompleksowej biorąc pod uwagę, że w gospodarstwach domowych może być prowadzona działalność gospodarcza.    Proponuje się wyłączenie OSP z zakresu ust. 3b, gdyż OSP nie dostarcza energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w art. 5 ust. 3b.  Propozycje przepisów:  3a. Dostarczanie energii do odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.  3b. Przedsiębiorstwo energetyczne, niebędące operatorem sytemu przesyłowego elektroenergetycznego, zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w celu dostarczania energii odbiorcom, o których mowa w ust. 3a, a któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej. | **Część pierwsza uwagi – nieuwzględniona**.  W zakresie zastosowanej w projektowanym przepisie terminologii – odpowiedź analogiczna jak w uwadze nr 291 (pojęcie odbiorcy w gospodarstwie domowym jest na tyle jasne i ugruntowane w systematyce aktów prawnych, że nie wymaga ingerencji również w tym przypadku).  **Część druga uwagi - częściowo uwzględniona** – zastosowane zostało wyłączenie ze wskazanego przepisu części dotyczącej przesyłania zamiast dodawania fragment zaproponowanego w niniejszej uwadze – taki zabieg konsumuje poniższą propozycję. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. d projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4ab ustawy - Prawo energetyczne – po ust. 4ab dodać ust. 4ac | GAZ-SYSTEM | Proponowana zmiana ujednolica kwestię określania parametrów ciśnienia paliwa gazowego oraz parametrów jakościowych tego paliwa (określanie tych parametrów w instrukcji, o której mowa w art. 9g).  Wskazać należy, że w związku z rozwojem rynku gazu w Polsce oraz zwiększeniem liczby podmiotów dostarczających paliwo gazowe do systemu przesyłowego, część punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego (oraz punktów wyjścia z systemu) jest wykorzystywana przez większą liczbę użytkowników systemu. Aktualnie, parametry ciśnienia paliwa gazowego są określone w IRiESP (w umowach przesyłowych znajduje się odwołanie do instrukcji). Niemniej jednak zasadne jest usankcjonowanie tego rozwiązania również w ustawie.  Odnosząc się do kwestii określania parametrów jakościowych paliwa gazowego, należy wskazać, że uprawnienie OSPg do określania tych parametrów wynika z art. 2 ust. 1 pkt 9 rozporządzenia 715/2009. Zgodnie bowiem z tym przepisem „integralność systemu w odniesieniu do sieci przesyłowej, włączając w to niezbędne instalacje przesyłowe, oznacza każdą sytuację, w której ciśnienie i jakość gazu ziemnego pozostaje wewnątrz przedziału, którego dolną i górną granicę określa operator systemu przesyłowego, tak, że przesył gazu ziemnego jest zapewniony z technicznego punktu widzenia”. Konsekwentnie, zasadne jest określanie parametrów jakościowych paliwa gazowego za pośrednictwem IRiESP.  Proponowana zmiana:  w art. 5 po ust. 4ab dodaje się ust. 4ac w brzmieniu:  „ust. 4ac. Umowa o świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego powinna zawierać postanowienia określające minimalne ciśnienie paliwa gazowego dostarczanego do punktu wejścia do systemu gazowego, którego wysokość jest publikowana na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zasadami uregulowanymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g oraz o parametrach jakościowych paliwa gazowego określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g.”    w art. 9 ust. 2 pkt 8 otrzymuje brzmienie:  „8) parametry jakościowe paliw gazowych dla sieci dystrybucyjnych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;” | **Uwaga odrzucona.**  Obecne brzmienie ustawy w art. 9g pozwala na uregulowanie parametrów jakościowych w IRIESP. Brak jest uzasadnienia dla uregulowania proponowanych przepisów w ustawie. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. d projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4ab ustawy - Prawo energetyczne – po ust. 4ab dodać ust. 4ac | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja dodania przepisu nakazującego zawarcie w umowach stosowanych z odbiorcami końcowymi podlegającymi ograniczeniom postanowień określających maksymalne dopuszczalne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej:  4ac. W przypadku odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także umowa kompleksowa, zawiera postanowienia określające maksymalne dopuszczalne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wyznaczone zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Powyższą propozycję konsumuje przepis 4a już znajdujący się w uPE. Nie ma więc potrzeby wydawania kolejnego podobnego przepisu. |
|  | Ar. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie  art. 5 ust. 4b ustawy - Prawo energetyczne | Towarowa Giełda Energii | Aktualnie TGE publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen energii elektrycznej. Nie dysponuje jednak danymi dotyczącymi stawek opłat, który wynikają z taryf konkretnych przedsiębiorstw energetycznych. W związku z powyższym celowym jest zawężenie przepisu do informacji faktycznie posiadanych przez Giełdę.  Równocześnie dla uelastycznienia treści obowiązku TGE proponuje zastąpić pojęcie „okresy rozliczania niezbilansowania” pojęciem „okresy doby następnej określone w specyfikacji notowanych instrumentów”.  Powyższa propozycja wynika przede wszystkim z faktu, iż okresy dostawy energii elektrycznej w notowaniach na dzień następny mogą być dłuższe niż okresy rozliczania niezbilansowania. Okresy godzinowe dla notowań na dzień następny są obecnie standardem na europejskich rynkach energii elektrycznej i notowania na dzień następny dla krótszych okresów, równych okresom rozliczania niezbilansowania, nie są prowadzone nawet na najbardziej rozwiniętych rynkach giełdowych, np. na rynku niemieckim. W związku z powyższym brak zmiany w tym zakresie mógłby spowodować np. konieczność publikacji przez TGE danych dla okresów 15-minutowych, podczas gdy notowania byłyby prowadzone dla okresów godzinowych.  Ponadto, TGE proponuje dookreślenie cen energii elektrycznej poprzez zapis „zawartych na rynkach dnia następnego” – z uwagi na potrzebę oddzielenia notowań z rynków dnia następnego od notowań z rynków dnia bieżącego oraz ograniczenie cen objętych obowiązkiem publikacji do rynków dnia następnego. Jest to uzasadnione tym, iż na rynkach dnia bieżącego obroty koncentrują się na w standardowych warunkach na bieżącym dniu dostawy energii elektrycznej, lecz – zwykle w niewielkim zakresie – w późnych godzinach doby dochodzi również do obrotu z dostawą w dniu następnym. Brak ograniczenia się tylko do rynków dnia następnego doprowadziłby do konieczności wdrażania przez giełdy dodatkowych wskaźników cenowych oraz niepotrzebnego skomplikowania sposobu publikacji giełdowych cen energii elektrycznej.  TGE proponuje dodanie informacji o jednostce, w jakiej powinny być publikowane ceny energii elektrycznej.  TGE podkreśla, iż dodanie nowego obowiązku w zakresie publikacji i udostępnienia danych w zakresie cen powinno być skorelowane z pozostawieniem tzw. obliga giełdowego w zakresie energii elektrycznej.  TGE zwraca uwagę, iż nałożenie obowiązku udostępniania określonych danych nie precyzuje szczegółowych zasad tegoż udostępniania.  TGE proponuje poniższą zmianę ust. 4g:  „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2) ) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen energii elektrycznej w transakcjach zawartych na rynkach dnia następnego na okresy doby następnej określone w specyfikacji notowanych instrumentów oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. Ceny powinny być wyrażone w złotych polskich w odniesieniu do 1 MWh energii elektrycznej, z dokładnością do 1 gr.” | **Uwaga uwzględniona częściowo.**  Nie uwzględniono jedynie części 3 uwagi. Ograniczenie się tylko do rynku dnia następnego byłoby niezgodne z treścią definicji z dyrektywy 944, gdzie jest mowa o rynku dnia bieżącego:  „umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej między dostawcą  a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach  dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4c ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Rekomendujemy uregulowanie kwestii minimalnych treści umów z odbiorcami na zasadach dotychczasowych ponieważ w praktyce zmiana ingeruje głównie w umowy zawierane z odbiorcami będącymi przedsiębiorcami, którzy zawierają ze sprzedawcami umowy na zasadzie swobody umów i mają możliwość negocjacji treści umów. Ostatecznie, jeżeli powyższa propozycja nie jest możliwa, proponuje się zmianę redakcji projektowanego przepisu, w taki sposób aby obowiązek informowania o pozasądowym rozstrzyganiu sporów występował jedynie w przypadku umów z odbiorcami w gospodarstwie domowym bowiem tylko wobec konsumentów (większość z nich to właśnie odbiorcy w gospodarstwie domowym) występują obowiązki, o których mowa w ustawie o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich.  Propozycja brzmienia przepisu:  4c. Umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej określają strony umowy i zawierają informację o:  1) prawach tego odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg, **a w przypadku gdy stroną umowy jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, także o sposobach wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym o sposobie rozwiązywania sporów, o którym mowa w art. 31a ust. 1**;  2) możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej;  3) miejscu i sposobie zapoznania się, z mającymi zastosowanie, obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych.  Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi.  Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie:  *Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:*   1. *dane sprzedawcy energii elektrycznej;* 2. *zakres świadczonych usług;* 3. *informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;* 4. *czas trwania umowy;* 5. *warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.*   *Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych.    Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi.  Propozycja przepisu:  Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie:  *Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:*   1. *dane sprzedawcy energii elektrycznej;* 2. *zakres świadczonych usług;* 3. *informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;* 4. *czas trwania umowy;* 5. *warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.*     ***Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.*** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych.  Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi.  Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie:  *Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:*   1. *dane sprzedawcy energii elektrycznej;* 2. *zakres świadczonych usług;* 3. *informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;* 4. *czas trwania umowy;* 5. *warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.*   *Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 4d ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych.  Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi.  Propozycja przepisu:  Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie:  Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:  1. dane sprzedawcy energii elektrycznej;  2. zakres świadczonych usług;  3. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;  4. czas trwania umowy;  5. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.  Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 4d ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych.  Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi.  Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie:  *Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:*   1. *dane sprzedawcy energii elektrycznej;* 2. *zakres świadczonych usług;* 3. *informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;* 4. *czas trwania umowy;* 5. *warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.*   *Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy -  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Do zawarcia umowy rezerwowej dochodzi w momencie utraty przez klienta sprzedawcy podstawowego, a rezerwowy zgodnie z brzemieniem obecnych przepisów prawa energetycznego ma 30 dni na przesłanie umowy nie będzie mógł zatem w dniu zawarcia umowy przedłożyć odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych postanowień umowy. Zatem obecnie obowiązek ten jest niemożliwy do spełnienia przy umowach zawieranych w trybie art. 5aa i 5 ab pr. en. (o ile dot. Umowy Kompleksowej).  Proponujemy również uwzględnić zapisy mówiący o możliwości przedkładania streszczenia w wersji elektronicznej za zgodą odbiorcy końcowego.  „4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:  1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;  2) zakres świadczonych usług  3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;  4) czas trwania umowy;  5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony”  Propozycja zmian:  „4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, z wyłączeniem umów sprzedaży zawieranych w trybie art. 5aa i 5ab najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:  1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;  2) zakres świadczonych usług  3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;  4) czas trwania umowy;  5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Do zawarcia umowy rezerwowej dochodzi w momencie utraty przez klienta sprzedawcy podstawowego, a rezerwowy zgodnie z brzemieniem obecnych przepisów prawa energetycznego ma 30 dni na przesłanie umowy nie będzie mógł zatem w dniu zawarcia umowy przedłożyć odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych postanowień umowy. Zatem obecnie obowiązek ten jest niemożliwy do spełnienia przy umowach zawieranych w trybie art. 5aa i 5 ab pr. en. (o ile dot. Umowy Kompleksowej).  Proponujemy również uwzględnić zapisy mówiący o możliwości przedkładania streszczenia w wersji elektronicznej za zgodą odbiorcy końcowego.  Propozycja przepisu:  *„4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, z wyłączeniem umów sprzedaży zawieranych w trybie art. 5aa i 5ab najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:*  *1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;*  *2) zakres świadczonych usług*  *3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;*  *4) czas trwania umowy;*  *5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony”* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Proponuje się uwzględnienie w przepisie: umowy kompleksowej oraz wynikającej z niej specyfiki, ponieważ w projekcie proponuje się, że wybrani odbiorcy będą mogli zawierać wyłącznie umowę kompleksową. Proponuje się nie stosować przepisu do sprzedawców rezerwowych i sprzedawców z urzędu, gdyż nie mogą oni dostarczyć wymaganych informacji przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej.    Zasadne jest doprecyzowanie o jakie usługi chodzi w pkt 2 – sprzedaż energii elektrycznej nie jest świadczeniem usług, lecz dostawą towarów (przepisy o sprzedaży rzeczy stosuje się odpowiednio do sprzedaży energii – art. 555 ustawy Kodeks cywilny).  Propozycja przepisu:  4d. Sprzedawca energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego lub sprzedawcy z urzędu, przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:  1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;  2) zakres dostaw i świadczonych usług;  3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej, a w przypadku umowy kompleksowej również informację o taryfie za usługi dystrybucji;  4) czas trwania umowy;  5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | Proponuję się zmianę w treści dodanego ust. 4d poprzez zastąpienie słowa „*przekłada”* słowem „*przekazuje”*.    Zmiana ma na celu dostosowanie zapisu do nowych sposobów zawieranie umów z odbiorcami, np. z wykorzystaniem kanałów kontaktu do zdalnej komunikacji.  *4d. Sprzedawca energii elektrycznej* ***przekazuje*** *odbiorcy końcowemu,*  *najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co*  *najmniej:*  *1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;*  *2) zakres świadczonych usług;*  *3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;*  *4) czas trwania umowy;*  *5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do*  *poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku*  *wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Proponuję się zmianę w treści dodanego ust. 4d poprzez zastąpienie słowa „przekłada” słowem „przekazuje”.    Zmiana ma na celu dostosowanie zapisu do nowych sposobów zawieranie umów z odbiorcami, np. z wykorzystaniem kanałów kontaktu do zdalnej komunikacji.  Propozycja brzmienia przepisu:  *4d. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co*  *najmniej:*  *1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;*  *2) zakres świadczonych usług;*  *3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;*  *4) czas trwania umowy;*  *5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do*  *poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku*  *wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e ustawy - Prawo energetyczne | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT) | 4e. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.  Treść uwagi:  Proponujemy zapis uzupełniający, który doprecyzuje udostępnianie danych.  Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono)  4e. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu oraz udostępniane są mu, w czasie zbliżonym do rzeczywistego, wskazania licznika dot. zużycia i produkcji energii, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Funkcjonalność LZO powinna na to pozwalać; wynika ona z przepisów rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego. Nie ma potrzeby opisywania funkcjonalności LZO w ustawie. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Z obecnie proponowanego brzmienia przepisu wynika obowiązek prowadzenia sprzedaży wyłącznie na podstawie umowy z ceną dynamiczną, co nie odzwierciedla celów Dyrektywy 2019/944, która zapewnia jedynie możliwość wyboru takiej umowy przez odbiorcę końcowego. Dodatkowo pozostałe przepisy (m.in. dodawany ust. 4e w art. 5) oraz treść uzasadnienia projektu wskazują, że brzmienie, które miałoby nakładać obowiązek stosowania wyłącznie umów z ceną dynamiczną stoi wbrew pierwotnej intencji prawodawcy.  Dodatkowo zapis w art. 5 ust. 4f oraz ust. 6g – Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE.  Propozycja przepisu:  *„4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania odbiorcom końcowym, spełniającym warunek, o którym mowa w ust. 4e, możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.”* | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Intencją projektodawcy nie było prowadzenie wyłącznie tego rodzaju umów. Aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych dokonano zmiany wyrazu „prowadzenia” na „oferowania”.  Zgodnie z art. 11 ust. 1 dyrektywy 944: 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają  zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma  ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Każdy odbiorca, który ma zainstalowany LZO powinien mieć prawo do takiej umowy.  W zakresie okresu przejściowego – za długi okres na wprowadzenie umowy z ceną dynamiczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Zwracamy uwagę, że prowadzenie sprzedaży energii na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. Jeśli sprzedawca nie znajdzie nabywcy, nie może być mowy o sprzedaży energii elektrycznej. Obecne sformułowanie przepisu nakłada na sprzedawcę obowiązek, którego spełnienie jest od niego niezależne. Co więcej, projektowane brzmienie może sugerować, że sprzedawca posiadający powyżej 200 000 odbiorców może prowadzić sprzedaż tylko z wykorzystaniem ceny dynamicznej.  Propozycja brzmienia przepisu:  Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do **~~prowadzenia~~** **oferowania do** sprzedaży energi**ę** elektryczn**ą** na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Zwracamy uwagę, że prowadzenie sprzedaży energii na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. Jeśli sprzedawca nie znajdzie nabywcy, nie może być mowy o sprzedaży energii elektrycznej. Obecne sformułowanie przepisu nakłada na sprzedawcę obowiązek, którego spełnienie jest od niego niezależne. Co więcej, projektowane brzmienie może sugerować, że sprzedawca posiadający powyżej 200 000 odbiorców może prowadzić sprzedaż tylko z wykorzystaniem ceny dynamicznej.    Propozycja brzmienia przepisu:  Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia oferowania do sprzedaży energię elektryczną na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Z obecnie proponowanego brzmienia przepisu wynika obowiązek prowadzenia sprzedaży wyłącznie na podstawie umowy z ceną dynamiczną, co nie odzwierciedla celów Dyrektywy 2019/944, która zapewnia jedynie możliwość wyboru takiej umowy przez odbiorcę końcowego. Dodatkowo pozostałe przepisy (m.in. dodawany ust. 4e w art. 5) oraz treść uzasadnienia projektu wskazują, że brzmienie, które miałoby nakładać obowiązek stosowania wyłącznie umów z ceną dynamiczną stoi wbrew pierwotnej intencji prawodawcy.  Dodatkowo zapis w art. 5 ust. 4f oraz ust. 6g – Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE.  Propozycja przepisu:  „4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania odbiorcom końcowym, spełniającym warunek, o którym mowa w ust. 4e, możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.” | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Intencją projektodawcy nie było prowadzenie wyłącznie tego rodzaju umów. Aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych dokonano zmiany wyrazu „prowadzenia” na „oferowania”.  Zgodnie z art. 11 ust. 1 dyrektywy 944: 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają  zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma  ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Każdy odbiorca, który ma zainstalowany LZO powinien mieć prawo do takiej umowy.  W zakresie okresu przejściowego – za długi okres na wprowadzenie umowy z ceną dynamiczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Kryterium stosowania umów z ceną dynamiczną zostało dookreślone.    Obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną powinien dotyczyć oferowania takich umów a nie ich zawierania.  Propozycja przepisu:  Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawarte umowy na sprzedaż energii elektrycznej lub umowy kompleksowe z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Projektowany art. 5 ust. 4f ustawy – Prawo energetyczne przewiduje po stronie sprzedawcy, posiadającego co najmniej 200 tys. odbiorców, obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Przepis uniemożliwia przedstawienie odbiorcy innej oferty niż z ceną dynamiczną, co pozbawia odbiorcę (także dużego) wyboru grupy taryfowej/oferty innej niż z ceną dynamiczną, co zdaje się naruszać prawa odbiorcy. Proponuje się umożliwienie odbiorcom dokonania wyboru umowy. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Zapis w tej formie nie traktuje równo sprzedawców. Grupa taryfowa z ceną dynamiczną będzie dotyczyć wszystkich odbiorców końcowych, w związku z czym podlegać będzie warunkom konkurencji stąd szczegółowe warunki oferty (jak cena i mechanizmy rozliczeniowe) dla odbiorców innych aniżeli konsument nie powinny podlegać upublicznieniu na stronie internetowej.   Proponujemy:  *„4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do**~~prowadzenia~~* ***posiadania oferty*** *sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej* ***skierowanej do gospodarstw domowych****.”.*   1. Z przepisu powinno jasno wynikać, że umowa z ceną dynamiczną jest tylko jedną z możliwych form sprzedaży energii.   Propozycja brzmienia art.5 ust. 4f:    *4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej również na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.*  *3*. Proponujemy zmianę redakcji przepisu poprzez doszczegółowienie, że kryterium dla wystąpienia obowiązku w zakresie umów z cenami dynamicznymi jest sprzedaż do określonej liczby odbiorców końcowych, a nie posiadanie określonej liczny zawartych umów ponieważ istotna jest liczba realizowanych w danym momencie umów, a nie umów zawartych i będących podstawą do sprzedaży dopiero w przyszłości. Ponadto ilość zawartych umów nie determinuje ilu odbiorcom faktycznie sprzedaż jest świadczona – część odbiorców mimo związania umową ze sprzedawcą, bez wypowiedzenia umowy dokonuje zmiany sprzedawcy – przy poprzedniej redakcji przepisu odbiorca taki zaliczany byłby do „puli” odbiorców dwóch sprzedawców.  Ponadto mając na uwadze, że zawarcie umowy z ceną dynamiczną jest uprawnieniem odbiorcy, a nie jego obowiązkiem rekomenduje się wprowadzenie obowiązku oferowania sprzedaży takim odbiorcom, u których możliwe jest jej wykonywanie, a dopiero następnie obowiązku jej realizacji.  Propozycja brzmienia przepisu:  *4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który sprzedaje energię elektryczną do co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest oferować odbiorcom końcowym, u których zainstalowany jest licznik zdalnego odczytu sprzedaż energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, prowadzenia takiej sprzedaży u zainteresowanych nią odbiorców końcowych oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.* | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Towarowa Giełda Energii powinna udostępniać również dane o rynku dnia bieżącego.  Aktualny zapis może budzić w późniejszym terminie wątpliwości co do możliwości stosowania w umowach z ceną dynamiczną cen z rynku bieżącego.  Propozycja przepisu:  *„4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2) ) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.”* | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Udostępnienie informacji o cenach sprzedawcom energii elektrycznej powinno następować niezwłocznie po ich wyznaczeniu przez giełdę.  Propozycja zmian:  Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje, niezwłocznie po ich wyznaczeniu, w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Udostępnienie informacji o cenach sprzedawcom energii elektrycznej powinno następować niezwłocznie po ich wyznaczeniu przez giełdę.  Propozycja zmian:  Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje, **niezwłocznie** **po ich wyznaczeniu,** w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Towarowa Giełda Energii powinna udostępniać również dane o rynku dnia bieżącego.  Aktualny zapis może budzić w późniejszym terminie wątpliwości co do możliwości stosowania w umowach z ceną dynamiczną cen z rynku bieżącego.  „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2) ) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.”  Propozycja zmian:  „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2) ) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy  Prawo energetyczne | Polskie  Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja ma na celu wprowadzenie zasady, iż ceny energii elektrycznej są podawane tak aby odbiorca mógł się z nimi zapoznać przed dostawą:  4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat dla produktów: dla rynków dnia następnego energii elektrycznej na okresy doby następnej, a dla rynków dnia bieżącego energii elektrycznej nie później niż przed ostatecznym terminem aktualizacji danych handlowych na rynku bilansującym, oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. | **Uwaga uwzględniona w brzmieniu zaproponowanym przez PKEE – poz. 323.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 pkt 2 zdanie wstępne ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepis nie powinien dotyczyć umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, gdyż ceny w tych umowach mogą się zmieniać z dowolną dynamiką (np. co kwadrans).    Propozycja informowania o zmianie cen a nie tylko o podwyżkach – odbiorca powinien mieć zawsze aktualną informację o cenach.  Propozycja brzmienia:  2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, którzy nie są stroną umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie: | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Zgodnie z uPe Art. 47 4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania, z uwzględnieniem ust. 5. Jeżeli zapis Art. 5 ust. 6 pkt. 2. dotyczyłby również przekazania informacji przez sprzedawcę o taryfie OSD to oznaczałoby to konieczność zatwierdzenia i opublikowania taryfy OSD na co najmniej miesiąc przed końcem roku tak, aby taryfa OSD mogła obowiązywać od 1 stycznia. Dotychczas proces zatwierdzania taryfy OSD mógł zakończyć się na 14 dni przed końcem roku. Analiza analogicznego zapisu w dyrektywie 2019/944 wskazuje, że ogranicza się on jedynie do zmian cen sprzedaży, a nie opłat np. w taryfach dystrybucyjnych. Proponujemy doprecyzowanie tego przepisu zgodnie z zapisem dyrektywy.  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:    *6. Sprzedawca:*  *…*  *2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen ~~lub stawek opłat~~ za energię elektryczn~~ą~~ oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: …* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W zakresie e.e. przepis nie dotyczy taryf zatwierdzanych i wymaga wskazania powodów i warunków podwyżki.  Zgodnie z Dyrektywą art. 10:  4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca.  5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych.  Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są zatwierdzane przez Prezesa URE. Projekt ustawy nie zawiera przepisów z których wynikałoby, że sprzedawcy zostaną zwolnieni z obowiązku zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych i z tego powodu powiadamianie o podwyżkach cen energii, gdy są zatwierdzane, powinno być dla paliw gazowych i dla energii uregulowane identycznie.  Propozycja przepisu:  „*6. Sprzedawca:*  *1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;*  *2) energii elektrycznej – z zastrzeżeniem pkt 1 powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:*  *a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, „*  *b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W przypadku podwyżek cen energii elektrycznej wprowadzono obowiązek powiadomienia odbiorców w terminie miesiąca lub dwóch tygodni przed wejściem podwyżki w życie. Taki obowiązek jest niemożliwy do wykonania w przypadku odbiorców rozlicznych na podstawie cen zatwierdzanych przez Prezesa URE.. Prezes URE wydaje decyzję o zatwierdzeniu taryfy po zakończeniu postępowania administracyjnego, którego czas trwania nie jest ściśle określony. Sprzedawca nie może przekazać odbiorcom informacji na miesiąc lub nawet na dwa tygodnie przed terminem, którego nie zna. Co więcej zapis w takiej formie może opóźnić wejście w życie zmianę cen, co naraża sprzedawcę na poniesienie strat, tylko z powodu opóźnienia wejścia w życie uzasadnionych podwyżek cen, w celu dochowania przedstawionych w ustawie terminów powiadomienia klientów. Ustawa nie może wprowadzać przepisów narażających na prowadzenie działalności gospodarczej ze stratą finansową. Ponadto pojęciem niezdefiniowanym i niedookreślonym użytym w proponowanym zapisie jest obowiązek poinformowania o „warunkach podwyżek”. Proponujemy usunięcie tej zmiany i pozostawienie w pierwotnym brzmieniu ustawy tego ustępu.  Alternatywnie, mając na względzie, że przedmiotowy projekt ustawy nie znosi obowiązku zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, sposób poinformowania odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat wynikających z zatwierdzonej w drodze decyzji administracyjnej taryfy powinien być tożsamy jak dla paliwa gazowego. Utrzymanie projektowanego brzmienia wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia przez sprzedawcę energii elektrycznej dodatkowych nakładów finansowych, co może negatywnie wpłynąć na kalkulację cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych.  Propozycja alternatywna do usunięcia projektowanej zmiany:  Sprzedawca:  1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe oraz energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;  2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną określonych w cennikach innych niż wskazane w ust. 6 pkt 1) oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:  a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,  b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | W przypadku podwyżek cen energii elektrycznej wprowadzono obowiązek powiadomienia odbiorców w terminie miesiąca lub dwóch tygodni przed wejściem podwyżki w życie. Taki obowiązek jest niemożliwy do wykonania w przypadku odbiorców rozlicznych na podstawie cen zatwierdzanych przez Prezesa URE. Prezes URE wydaje decyzję o zatwierdzeniu taryfy po zakończeniu postępowania administracyjnego, którego czas trwania nie jest ściśle określony. Sprzedawca nie może przekazać odbiorcom informacji na miesiąc lub nawet na dwa tygodnie przed terminem, którego nie zna. Co więcej zapis w takiej formie może opóźnić wejście w życie zmiany cen, co naraża sprzedawcę na poniesienie strat, tylko z powodu opóźnienia wejścia w życie uzasadnionych podwyżek cen, w celu dochowania przedstawionych w ustawie terminów powiadomienia klientów. Ustawa nie może wprowadzać przepisów narażających na prowadzenie działalności gospodarczej ze stratą finansową. Ponadto pojęciem niezdefiniowanym i niedookreślonym użytym w proponowanym zapisie jest obowiązek poinformowania o „warunkach podwyżek”. Proponujemy usunięcie tej zmiany i pozostawienie w pierwotnym brzmieniu ustawy tego ustępu.  Alternatywnie, mając na względzie, że przedmiotowy projekt ustawy nie znosi obowiązku zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, sposób poinformowania odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat wynikających z zatwierdzonej w drodze decyzji administracyjnej taryfy powinien być tożsamy jak dla paliwa gazowego. Utrzymanie projektowanego brzmienia wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia przez sprzedawcę energii elektrycznej dodatkowych nakładów finansowych, co może negatywnie wpłynąć na kalkulację cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych.  Propozycja alternatywna do usunięcia projektowanej zmiany:  Sprzedawca:  1) paliw gazowych **oraz energii elektrycznej**  – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe **oraz energię elektryczną**, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;  2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną **określonych w cennikach innych niż wskazane w ust. 6 pkt 1)** oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:  a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,  b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | W zakresie e.e. przepis nie dotyczy taryf zatwierdzanych i wymaga wskazania powodów i warunków podwyżki.  Zgodnie z Dyrektywą art. 10. 4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca.  5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych.  Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są zatwierdzane przez Prezesa URE. Projekt ustawy nie zawiera przepisów z których wynikałoby, że sprzedawcy zostaną zwolnieni z obowiązku zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych i z tego powodu powiadamianie o podwyżkach cen energii, gdy są zatwierdzane, powinno być dla paliw gazowych i dla energii uregulowane identycznie.  Zgodnie z uPe Art. 47 4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania, z uwzględnieniem ust. 5. Jeżeli zapis Art. 5 ust. 6 pkt. 2. dotyczyłby również przekazania informacji przez sprzedawcę o taryfie OSD to oznaczałoby to konieczność zatwierdzenia i opublikowania taryfy OSD na co najmniej miesiąc przed końcem roku tak aby taryfa OSD mogła obowiązywać od 1 stycznia. Dotychczas proces zatwierdzania taryfy OSD mógł zakończyć się na 14 dni przed końcem roku. Analiza analogicznego zapisu w dyrektywie 2019/944 wskazuje, że ogranicza się on jedynie do zmian cen sprzedaży, a nie opłat np. w taryfach dystrybucyjnych. Proponujemy doprecyzowanie tego przepisu zgodnie z zapisem dyrektywy.    „6. Sprzedawca:  1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;  2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:  a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,”  b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.  Propozycja zmian:  „6. Sprzedawca:  1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;  2) energii elektrycznej – z zastrzeżeniem pkt 1 powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:  a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, „  b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Redakcja zaproponowanych przepisów jest niezrozumiała. W części dotyczącej odbiorców paliw gazowych dotyczy tylko informacji o zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego (czyli odbiorcy z grup już „uwolnionych” nie zostali przewidziani w tej regulacji). W części dotyczącej odbiorców energii elektrycznej nie przewidziano powiadamiania odbiorców o podwyżkach wynikających z zatwierdzonej taryfy. Uzasadnione rozróżnienie trybów powiadamiania mogłoby mieć zastosowanie w przypadku taryfy (powiadamianie po zatwierdzeniu) i rynkowych cen (z wyprzedzeniem), zarówno dla odbiorców paliw gazowych jak i energii elektrycznej.  Ponadto proponuje się rozszerzyć obowiązek informowania o podwyżce cen i stawek opłat o odbiorców ciepła. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | W projektowanych przepisach dot. informowania o podwyżkach cen proponuję się, aby wszyscy odbiorcy w gospodarstwach domowych informowani byli miesiąc przed wprowadzeniem podwyżki, zamiast obecnego 1 okresu rozliczeniowego. W odniesieniu do podwyżek związanych ze zmianą taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE, powiadomienie odbiorcy z takim wyprzedzeniem często nie będzie wykonalne. Wynika to z samego przebiegu procesu taryfowania, w ramach które często taryfy nie były ustalane z takim wyprzedzeniem czasowym.    Ponadto odbiorcy taryfowi powiadamiani są o podwyżkach najczęściej razem  z fakturą, która jest im dostarczana w ramach zakończenia najbliższego okresu rozliczeniowego po wprowadzeniu podwyżki. W praktyce poinformowanie odbiorcy taryfowego miesiąc przed podwyżką skutkowałoby koniecznością generowania indywidualnych pism/powiadomień do każdego odbiorcy i wysokimi kosztami po stronie sprzedawców, które ostatecznie zostałyby przeniesione na odbiorców.    Wobec powyższego proponuje się, aby w przypadku podwyżek wynikających z taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE:   * powiadomienie z wyprzedzeniem 1 miesiąca odbywało się za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy, * sprzedawcy informowali dodatkowo odbiorców o podwyżce w ciągu jednego okresu rozliczeniowego, za pośrednictwem stosownych informacji na fakturze.   *6. Sprzedawca:*  *1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych*  *w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia*  *tej podwyżki;*  *2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki, za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy. Dodatkowo sprzedawca informuje odbiorców w gospodarstwach domowych o podwyżce, za pośrednictwem komunikatu na fakturze, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.*  *3) energii elektrycznej - powiadamia odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, innych niż określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki.*  *4) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców końcowych innych niż obiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy  w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Brak jest naszym zdaniem uzasadnienia do różnego traktowania sprzedawców paliw gazowych i sprzedawców energii elektrycznej. Ci pierwsi także powinni informować odbiorców o przyczynach podwyżki. Ponadto wnioskujemy o wykreślenie wyrazu „końcowy”. Zwrócić należy uwagę, że w obecnym stanie regulacyjnym w zakresie sprzedaży energii odbiorcom w gospodarstwach domowych (część taryf podlega regulacji Prezesa URE, a część nie) istnieje możliwość wprowadzenia taryfy w życie najwcześniej w ciągu 30 dni. W tej sytuacji aby dochować obowiązku informacyjnego, taryfy musiałyby być zatwierdzone z wyprzedzeniem – proponujemy dodać zapisy obligujące Prezesa URE do wydania decyzji administracyjnej w sprawie taryfy, w terminie na 45 dni przed wejściem w życie nowej taryfy. Proponujemy dodać zapis, że za realizacje informacji w przypadku taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE będzie uznana publikacja na stronie internetowej sprzedawcy. Realizacja obowiązku obligująca sprzedawców do indywidualnego informowania Klientów o zmianie taryfy wygeneruje nieuzasadnione koszty, które musiałyby i tak zostać przeniesione w taryfie uniemożliwiając w praktyce wprowadzenie taryfy w ciągu 30 dni.   Proponujemy:  „*6. Sprzedawca:*  *1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat ~~za dostarczane~~* ***związanych ze sprzedażą*** *paliwa gazowe****go****, określonych w zatwierdzonych taryfach* ***oraz o powodach i warunkach podwyżki****, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;*  *2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:*  *a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,*  *b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców ~~końcowych~~ niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”.*  2. W projektowanych przepisach dot. informowania o podwyżkach cen proponuję się, aby wszyscy odbiorcy w gospodarstwach domowych informowani byli miesiąc przed wprowadzeniem podwyżki, zamiast obecnego 1 okresu rozliczeniowego. W odniesieniu do podwyżek związanych ze zmianą taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE, powiadomienie odbiorcy z takim wyprzedzeniem często nie będzie wykonalne. Wynika to z samego przebiegu procesu taryfowania, w ramach którego często taryfy nie były ustalane z takim wyprzedzeniem czasowym.    Ponadto odbiorcy taryfowi powiadamiani są o podwyżkach najczęściej razem z fakturą, która jest im dostarczana w ramach zakończenia najbliższego okresu rozliczeniowego po wprowadzeniu podwyżki. W praktyce poinformowanie odbiorcy taryfowego miesiąc przed podwyżką skutkowałoby konieczność generowania indywidualnych pism/powiadomień do każdego odbiorcy i wysokimi kosztami po stronie sprzedawców, które ostatecznie zostałyby przeniesione na odbiorców.    Wobec powyższego proponuje się, aby w przypadku podwyżek wynikających z taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE:  • powiadomienie z wyprzedzeniem 1 miesiąca odbywało się za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy,  • sprzedawcy informowali dodatkowo odbiorców o podwyżce w ciągu jednego okresu rozliczeniowego, za pośrednictwem stosownych informacji na fakturze.  Propozycja:  *6. Sprzedawca:*  *1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych*  *w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia*  *tej podwyżki;*  *2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki, za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy. Dodatkowo sprzedawca informuje odbiorców w gospodarstwach domowych o podwyżce, za pośrednictwem komunikatu na fakturze, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.*  *3) energii elektrycznej - powiadamia odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, innych niż określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki.*  *4) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców końcowych innych niż obiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki.*  3. W ocenie wnoszącego uwagi proponowana regulacja art. 5 ust. 6 pkt 2 PE powinna zostać połączona z modyfikacją ust. 5. Ust. 5 powinien zawierać wyłączenie nie tylko dla cen taryfowych, ale i wszystkich cen, bo w tym zakresie powiadamianie odbiorców o podwyżkach odbywać się będzie zgodnie z ust. 6. Ponadto w chwili obecnej, zwłaszcza w związku z upowszechnieniem trybu zawierania umów i komunikowania się z odbiorcami za pomocą środków porozumienia się na odległość, ust. 5 powinien mówić o udostępnianiu (a nie przesyłaniu) odbiorcom projektów zmian umów.  Propozycja brzmienia art.5 ust. 5:    *Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat ~~określonych w zatwierdzonych taryfach~~, powinny być niezwłocznie udostępniane odbiorcy w sposób uzgodniony z odbiorcom; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy poinformować odbiorcę o prawie do wypowiedzenia umowy.*    Art. 5 ust. 6:    Proponowane przez projektodawcę brzmienie powinno być uzupełnione o następujące słowa, dodane po wyliczeniu:    *informując jednocześnie odbiorcę* *o prawie do wypowiedzenia umowy.*  4. [dot. art. 5 ust. 6 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne]  W pierwszej kolejności proponuje się usunięcie słów „*oraz o powodach i warunkach podwyżki*” – właściwe wykonanie tego obowiązku uznać należy w zasadzie za niemożliwe ponieważ biorąc od uwagę zasady kształtowania cen odbiorców energii elektrycznej sprowadzać by się musiało do wygenerowania każdemu odbiorcy informacji, z której wynikałoby ekonomiczne uzasadnienie wzrostu cen i stawek opłat, a więc np. poparta konkretnymi wartościami informacja o kosztach zakupu energii na rynku hurtowym czy kosztach zakupu praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia czy innych kosztów, w tym obsługowych. W zakresie zaś „warunków podwyżki” wskazać należy, że nie jest to element zrozumiały – czym są warunki podwyżki jeżeli podwyżkę stosuje się do wszystkich odbiorców będących w określonej grupie taryfowej?  Ponadto wskazać należy, że projektowana zmiana ingerować może w sposób znaczący w reguły zmian warunków umowy przewidzianych w obecnych umowach z odbiorcami co generować będzie po stronie sprzedawców koszty związane z dostosowaniem tych umów do nowych regulacji.  Propozycja:  6. Sprzedawca:  (…)  2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, **o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną**, w terminie:  a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,  b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych | **Uwaga nieuwzględniona**.  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.  W kontekście planowanej rewizji przepisów gazowych, analogiczne zmiany mogą objąć sektor paliw gazowych. W związku z tym należy rozważyć podobne rozwiązania dla rynku gazu.  Odmiennie niż w przypadku energii elektrycznej, ewentualne zmiany cen gazu ziemnego wynikają w znacznej większości wyłącznie w notowań tego paliwa na rynku giełdowym oraz europejskich hubach gazowych. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Obecne brzmienie przepisu nie precyzuje czy treść artykułu odnosi się także do klientów rozliczanych według taryf niezatwierdzanych przez Prezesa URE oraz klientów korzystających z oferty wolnorynkowej. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych należy przedmiotową kwestię doprecyzować.  Znaczna część odbiorców końcowych korzysta z rozliczenia dłuższego niż kwartalne. Maksymalny okres rozliczeniowy to 12 miesięcy. Z uwagi na ten fakt, aby nie generować dodatkowych kosztów związanych z przekazywaniem odbiorcom informacji proponujemy wydłużenie czasookresu do 12 miesięcy. W celu minimalizacji kosztów proponujemy umieszczenie informacji w formie komunikatu na fakturze. Nie będzie to powodowało konieczności generowania kolejnych stron materiałów dołączanych do faktury.  Najskuteczniejszym sposobem informowania klienta o dostępności innych ofert cenowych jest komunikat na fakturze, wysyłany raz na 12 miesięcy ze względu na fakt, że dokument ten jest z punktu widzenia klienta najistotniejszym, jaki otrzymuje przy rozliczeniu.  Z związku z propozycją przesunięcia terminu wejścia w życie cen dynamicznych na wejście w życie CSIRE proponujemy przesunąć również wejścia w życie obowiązku informacyjnego na tą samą datę.  Propozycja przepisu:  *„6ca. Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE, co najmniej raz na 12 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,”* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Nie ma żadnego uzasadnienie do wysyłania odbiorcy przez sprzedawcę raz na kwartał tej samej informacji. Co więcej zakres tej informacji, czyli promowanie innych sprzedawców i ofert, przede wszystkim powinien spoczywać na instytucjach państwowych. To nie sprzedawca powinien promować koncepcję ceny dynamicznej i uzasadniać, gdzie dostrzegł jakąkolwiek korzyść dla odbiorcy na zawarcie takiej oferty. Jeżeli taryfa jest niepożądaną ofertą, to wystarczające jest zwolnienie sprzedawców z konieczności przedstawiania taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE i wprowadzenie obowiązku sprzedaży tylko ofert wolnorynkowych. Zwracamy uwagę, że proponowany przepis promuje wolnorynkowych sprzedawców, na którym obowiązek taryfowy nie spoczywa.  Zwracamy także uwagę, że koszty dystrybucji takich informacji są wysokie. Wykonanie obowiązku informacyjnego w zakresie wolnorynkowej oferty tego sprzedawcy w naturalny sposób może być realizowane poprzez dodanie dodatkowej informacji do przesyłki z fakturą. Większość odbiorców, u których stosowana jest taryfa zatwierdzana przez PURE, jest rozliczanych w cyklach półrocznych. Konieczność informowania w cyklach kwartalnych wygeneruje potrzebę realizacji dodatkowej wysyłki powiadomienia, co będzie generować dodatkowe koszty, które finalnie i tak będą musiały być pokryte przez odbiorców. Poza tym, w zalewie korespondencji, którą otrzymują odbiorcy od różnych podmiotów, przesyłka niezawierająca faktury, a samą tylko informację, może być przez takiego odbiorcę zupełnie zignorowana. Proponujemy więc wyraźne wskazanie, że informacja może być przekazywana drogą elektroniczną, co z jednej strony będzie korzystne środowiskowo a z drugiej pozwoli na zautomatyzowanie procesu i obniżenie kosztów.  Dodatkowo, mając na względzie brzmienie art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944, proponujemy uszczegółowienie brzmienia projektowanego przepisu, iż wprowadzany obowiązek dotyczy beneficjentów taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE, a nie wszystkich odbiorców energii korzystających z oferty sprzedawcy.  Propozycja zmian:  Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego **korzystającego z tej taryfy**, **za pomocą środków komunikacji elektronicznej,** co najmniej raz na **~~kwartał~~** **6 miesięcy**, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.  Uwaga uwzględniona w zakresie przekazywania informacji drogą elektroniczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Nie ma żadnego uzasadnienie do wysyłania odbiorcy przez sprzedawcę raz na kwartał tej samej informacji. Co więcej zakres tej informacji, czyli promowanie innych sprzedawców i ofert, przede wszystkim powinien spoczywać na instytucjach państwowych. To nie sprzedawca powinien promować koncepcję ceny dynamicznej i uzasadniać, gdzie dostrzegł jakąkolwiek korzyść dla odbiorcy na zawarcie takiej oferty. Jeżeli taryfa jest niepożądaną ofertą, to wystarczające jest zwolnienie sprzedawców z konieczności przedstawiania taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE i wprowadzenie obowiązku sprzedaży tylko ofert wolnorynkowych. Zwracamy uwagę, że proponowany przepis promuje wolnorynkowych sprzedawców, na którym obowiązek taryfowy nie spoczywa.  Zwracamy także uwagę, że koszty dystrybucji takich informacji są wysokie. Wykonanie obowiązku informacyjnego w zakresie wolnorynkowej oferty tego sprzedawcy w naturalny sposób może być realizowane poprzez dodanie dodatkowej informacji do przesyłki z fakturą. Większość odbiorców, u których stosowana jest taryfa zatwierdzana przez PURE, jest rozliczanych w cyklach półrocznych. Konieczność informowania w cyklach kwartalnych wygeneruje potrzebę realizacji dodatkowej wysyłki powiadomienia, co będzie generować dodatkowe koszty, które finalnie i tak będą musiały być pokryte przez odbiorców. Poza tym, w zalewie korespondencji, którą otrzymują odbiorcy od różnych podmiotów, przesyłka niezawierająca faktury, a samą tylko informację, może być przez takiego odbiorcę zupełnie zignorowana. Proponujemy więc wyraźne wskazanie, że informacja może być przekazywana drogą elektroniczną, co z jednej strony będzie korzystne środowiskowo a z drugiej pozwoli na zautomatyzowanie procesu i obniżenie kosztów.  Dodatkowo, mając na względzie brzmienie art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944, proponujemy uszczegółowienie brzmienia projektowanego przepisu, iż wprowadzany obowiązek dotyczy beneficjentów taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE, a nie wszystkich odbiorców energii korzystających z oferty sprzedawcy.  Propozycja zmian:  Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego **korzystającego z tej taryfy**, **za pomocą środków komunikacji elektronicznej,** co najmniej raz na **~~kwartał~~** **6 miesięcy**, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.  Uwaga uwzględniona w zakresie przekazywania informacji drogą elektroniczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Obecne brzmienie przepisu nie precyzuje czy treść artykułu odnosi się także do klientów rozliczanych według taryf niezatwierdzanych przez Prezesa URE oraz klientów korzystających z oferty wolnorynkowej. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych należy przedmiotową kwestię doprecyzować.  Znaczna część odbiorców końcowych korzysta z rozliczenia dłuższego niż kwartalne. Maksymalny okres rozliczeniowy to 12 miesięcy. Z uwagi na ten fakt, aby nie generować dodatkowych kosztów związanych z przekazywaniem odbiorcom informacji proponujemy wydłużenie czasookresu do 12 miesięcy. W celu minimalizacji kosztów proponujemy umieszczenie informacji w formie komunikatu na fakturze. Nie będzie to powodowało konieczności generowania kolejnych stron materiałów dołączanych do faktury.  Najskuteczniejszym sposobem informowania klienta o dostępności innych ofert cenowych jest komunikat na fakturze, wysyłany raz na 12 miesięcy ze względu na fakt, że dokument ten jest z punktu widzenia klienta najistotniejszym, jaki otrzymuje przy rozliczeniu.  Z związku z propozycją przesunięcia terminu wejścia w życie cen dynamicznych na wejście w życie CSIRE proponujemy przesunąć również wejścia w życie obowiązku informacyjnego na tą samą datę.  Propozycja przepisu:  „6ca. Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE, co najmniej raz na 12 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,” | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.  Uwaga uwzględniona w zakresie przesunięcia terminu wejścia w życie regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Obowiązek informacyjny sprzedawców stosujących taryfę powinien zostać ograniczony do przekazywania informacji odbiorcom końcowym w gospodarstwie domowym. Przy zaproponowanym vacatio legis - 14 dni - dopełnienie obowiązku, o którym mowa w proponowanym przepisie będzie niemożliwe, ze względu na brak certyfikowanej porównywarki. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Wnioskujemy o wykreślenie w całości. Taryfa zatwierdzana przez Prezesa URE nie spełnia kryterium „interwencji publicznej” – w drodze odstępstwa od ust. 1 i 2 państwa członkowskie mogą stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej **dla dotkniętych ubóstwem energetycznym lub wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi**.   Ponadto zwrócić należy uwagę, że obecna regulacja, będąca w kompetencjach Prezesa URE **nie dotyczy na równych prawach wszystkich sprzedawców**, informowanie wszystkich odbiorców spowoduje powstawanie **u części uczestników nieuzasadnionych ekonomicznie kosztów**.  Dyrektywa stanowi:  „4*. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej:*  *a) muszą służyć ogólnemu interesowi gospodarczemu i nie mogą wykraczać poza to, co jest konieczne do osiągnięcia ogólnego interesu gospodarczego;*  *b) muszą być jasno określone, przejrzyste,* ***wolne od dyskryminacji*** *i możliwe do zweryfikowania;*  *c) muszą* ***gwarantować unijnym przedsiębiorstwom energetycznym dostęp do odbiorców na równych warunkach****;*  *2*. Sprzedawcy „regulowani” mają możliwość oferowania i dążenie do skorzystania przez odbiorców w gospodarstwach z tzw. ofert „rynkowych”. Czy nie lepszym rozwiązaniem byłoby uwolnienie cen dla tego segmentu? Proponujemy więc usunięcie ust. 6ca.  W razie gdyby usunięcie przepisu było niemożliwe, to biorąc pod uwagę koszty z tym związane, proponujemy zmniejszenie cykliczności do „co najmniej raz w roku kalendarzowym”. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego w określonym kształcie, uwaga nie może zostać uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Ze względu na wysokie ryzyko i związaną z nim zmienność rozliczeń umowy z ceną dynamiczną, zapis powinien wskazywać na możliwe koszty i korzyści wynikające z takiej umowy.  Dodatkowo obowiązek informowania wynikający z art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944 wskazuje na nakłada ten obowiązek na wszystkich dostawców energii elektrycznej. Taka interpretacja jest również zgodna z celem dyrektywy określonym w preambule aktu w pkt 23 i 37, gdzie jasno zostało wskazane, że celem prawodawcy unijnego jest upowszechnianie dostępu do informacji na temat możliwości zawierania umów z dynamiczną ceną przez odbiorców końcowych. Z tego też względu każdy sprzedawca powinien informować o możliwości zawierania takich umów, choćby sam ich nie oferował.  Propozycja przepisu:  „6g. Sprzedawca energii elektrycznej ~~obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej~~ informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwychkosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Ze względu na wysokie ryzyko i związaną z nim zmienność rozliczeń umowy z ceną dynamiczną, zapis powinien wskazywać na możliwe koszty i korzyści wynikające z takiej umowy.  Dodatkowo obowiązek informowania wynikający z art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944 wskazuje na nakłada ten obowiązek na wszystkich dostawców energii elektrycznej. Taka interpretacja jest również zgodna z celem dyrektywy określonym w preambule aktu w pkt 23 i 37, gdzie jasno zostało wskazane, że celem prawodawcy unijnego jest upowszechnianie dostępu do informacji na temat możliwości zawierania umów z dynamiczną ceną przez odbiorców końcowych. Z tego też względu każdy sprzedawca powinien informować o możliwości zawierania takich umów, choćby sam ich nie oferował.  Proponowany przepis:  *„6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwych kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”* | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Chcielibyśmy zwrócić uwagę i podkreślić, że prowadzenie sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. W przeciwnym przypadku nie ma żadnego obowiązku do prowadzenia przez sprzedawcę tej formy sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto to ustawodawca z mocy ustawy wskazuje tą formę sprzedaży, jako coś specjalnego, Dlatego to na ustawodawcy spoczywa obowiązek wskazania korzyści i ryzyk dla odbiorcy, co powinno być w ogóle uzasadnieniem wprowadzonych zapisów do ustawy. Jeżeli to sprzedawca ma sam sobie wymyślić i dowolnie jakiej udzielić informacji odbiorcy, to nie trudno będzie sobie wyobrazić , jak sprzeczne ze sobą informacje będzie uzyskiwał odbiorca od różnych sprzedawców na temat tej samej formy prowadzenia rozliczeń z ceną dynamiczną.  Propozycja zmian:  „Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do **~~prowadzenia~~ oferowania** sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i **następujących** korzyściach:  ***[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy korzyści]***, a także o **następujących** ryzykach:  ***[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy ryzyk]***  związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy. | **Uwaga uwzględniono w zakresie zamiany słowa „prowadzenia” na „oferowania”.**  **W zakresie drugiej części – uwaga nieuwzględnienia.**  Ustawa nie jest miejscem do enumeratywnego wyliczania ryzyk i korzyści dotyczących prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Chcielibyśmy zwrócić uwagę i podkreślić, że prowadzenie sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. W przeciwnym przypadku nie ma żadnego obowiązku do prowadzenia przez sprzedawcę tej formy sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto to ustawodawca z mocy ustawy wskazuje tą formę sprzedaży, jako coś specjalnego, Dlatego to na ustawodawcy spoczywa obowiązek wskazania korzyści i ryzyk dla odbiorcy, co powinno być w ogóle uzasadnieniem wprowadzonych zapisów do ustawy. Jeżeli to sprzedawca ma sam sobie wymyślić i dowolnie jakiej udzielić informacji odbiorcy, to nie trudno będzie sobie wyobrazić , jak sprzeczne ze sobą informacje będzie uzyskiwał odbiorca od różnych sprzedawców na temat tej samej formy prowadzenia rozliczeń z ceną dynamiczną.  Propozycja zmian:  „Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do **~~prowadzenia~~ oferowania** sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i **następujących** korzyściach:  ***[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy korzyści]***, a także o **następujących** ryzykach:  ***[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy ryzyk]***  związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy. | **Uwaga uwzględniono w zakresie zamiany słowa „prowadzenia” na „oferowania”.**  **W zakresie drugiej części – uwaga nieuwzględnienia.**  Ustawa nie jest miejscem do enumeratywnego wyliczania ryzyk i korzyści dotyczących prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy - Prawo energetyczne | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT) | *6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.*  **Treść uwagi:**  Proponujemy zapis uzupełniający, który doprecyzuje udostępnianie danych.  Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono)  6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu **oraz przysługującemu z tego tytułu prawie dostępu do danych pomiarowych tego licznika w czasie zbliżonym do rzeczywistego** w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy. | **Uwaga nieuwzględniona**  Prawo dostępu do danych pomiarowych z LZO wynika z innych przepisów ustawy i rozporządzenia wykonawczego – w sprawie systemu pomiarowego. |
|  | Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Decyzja o wprowadzeniu cen dynamicznych winna leżeć wyłącznie po stronie sprzedawcy energii elektrycznej.  Proponujemy:  *„6g. Sprzedawca energii elektrycznej ~~obowiązany do prowadzenia~~* ***posiadający ofertę*** *sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”.* | **Uwaga uwzględniona w brzmieniu zaproponowanym przez TAURON w uwadze nr 342.** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 2 ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Zawarcie umowy świadczenia usług agregacji nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej, ale na pewno jej zawarcie ma wpływ na treść zawartych wcześniej umów dystrybucyjnej i sprzedażowej albo kompleksowej. Zarówno operator, jak i sprzedawca powinni być poinformowani o zawarciu takiej umowy przez odbiorcę energii, ponieważ wpływa ona bezpośrednio na rozliczenia na rynku bilansującym (zmienia się podmiot odpowiadający za bilansowanie), jak i na zmianę wielkości rozliczeń za usługę lub energię prowadzonych na podstawie wcześniej zawartych umów.  Ponadto, aby operator i sprzedawca rzeczywiście mogli być angażowani w jak najmniejszym stopniu w relację odbiorcy z agregatorem (oraz mieć jak najmniejszy wpływ na tą relację), powinny zostać doprecyzowane minimalne kryteria, jakie powinien spełniać agregowany podmiot, związane z prawidłowością procesu bilansowania i rozliczeń jego funkcjonujących umów ze sprzedawcą i operatorem.  Propozycja zmiany:  „Umowa, o której mowa w ust. 1 zawierana jest niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3 i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, lub dystrybucją energii elektrycznej. **Agregator informuje** **operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o jej zawarciu.** | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 6 ustawy  Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W celu uelastycznienia rozwiązań proponuje się by odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej mogli wskazać różnych agregatorów dla poszczególnych „swoich” punktów poborów energii (zasobów należących do danego podmiotu).  Propozycja przepisu:  6. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może zawrzeć umowę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie z jednym agregatorem dla każdego punktu poboru energii. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 7 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Zawarcie umowy świadczenia usług agregacji nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej, ale na pewno jej zawarcie ma wpływ na treść zawartych wcześniej umów dystrybucyjnej i sprzedażowej albo kompleksowej. Zarówno operator, jak i sprzedawca powinni być poinformowani o zawarciu takiej umowy przez odbiorcę energii, ponieważ wpływa ona bezpośrednio na rozliczenia na rynku bilansującym (zmienia się podmiot odpowiadający za bilansowanie), jak i na zmianę wielkości rozliczeń za usługę lub energię prowadzonych na podstawie wcześniej zawartych umów.  Ponadto, aby operator i sprzedawca rzeczywiście mogli być angażowani w jak najmniejszym stopniu w relację odbiorcy z agregatorem (oraz mieć jak najmniejszy wpływ na tą relację), powinny zostać doprecyzowane minimalne kryteria, jakie powinien spełniać agregowany podmiot, związane z prawidłowością procesu bilansowania i rozliczeń jego funkcjonujących umów ze sprzedawcą i operatorem.  Propozycja zmian:  „Umowa, o której mowa w ust. 1 zawierana jest niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3 i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, lub dystrybucją energii elektrycznej. Agregator informuje operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o jej zawarciu.” | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 7 ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń  Proponujemy wykreślenie lub następujące uzupełnienie Art. 5a ust. 7:  „Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora ***z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych***.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 7 ustawy  Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń.  Proponujemy rezygnację z przepisu art. lub następujące uzupełnienie  *art. 5a ust 7. Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora* ***z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.*** | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 7 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które mogą bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń.  Proponujemy wykreślenie lub następujące uzupełnienie Art. 5a ust. 7:  *Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 7 ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń.  Proponujemy rezygnację z przepisu art. lub następujące uzupełnienie  *art. 5a ust 7. Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora* ***z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.*** | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji.  Proponujemy wykreślić Art. 5a ust.8 | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych. Umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji.  Proponujemy wykreślić art. 5a ust.8 | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji.  Proponujemy wykreślenie art. art. 5a1 ust. 8  ~~8. Agregator publikuje na swojej stronie internetowej stosowane przez siebie wzorce umów, o których mowa w ust. 1.~~ | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 5 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5a1 ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji.  Proponujemy wykreślenie art. art. 5a1 ust. 8  ~~8. Agregator publikuje na swojej stronie internetowej stosowane przez siebie wzorce umów, o których mowa w ust. 1.~~ | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | „Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy”  Powinno się wyjaśnić, których przepisów się nie stosuje, i wobec kogo. | **Uwaga uwzględniona**  Przepis został doprecyzowany. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Nie jest jasny sens tego zapisu, w ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw czysta energia dla wszystkich Europejczyków implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji.  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.2 | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy.  Proponujemy skreślić ust. 2. | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy. | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy. | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Niezrozumiały jest cel dodania takiego przepisu. W ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji.  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.2  ~~2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234).~~ | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Niezrozumiały jest cel dodania takiego przepisu. W ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji.  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.2  ~~2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234).~~ | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepis projektowanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne jest niejednoznaczny – proponuje się jego doprecyzowanie:  2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234), a świadczenie usługi agregacji pozostaje bez wpływu na relacje i zobowiązania uczestników rynku mocy wynikające z tej ustawy. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Postanowienie ust. 2, zgodnie z którym do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy jest niezrozumiałe. Wymaga wyjaśnienia ze strony projektodawcy i ew. Korekty. 2. Nie jest jasny sens tego zapisu, w ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji.   Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.2. | **Uwaga nieuwzględniona**  Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Doprecyzować w przepisach należy, na czym polega udział agregatora w wymianie danych pomiędzy uczestnikami rynku, o której mowa w dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne **art. 5b3 pkt 2.** Z przepisu tego nie wynika bowiem jakie dane mają być wymieniane pomiędzy uczestnikami rynku ani jaki jest cel tej wymiany. Organ nadzorczy docenia propozycję wdrożenia przepisu zakładającego, że wymiana danych będzie odbywała się z zachowaniem pełnej ochrony danych osobowych. Takie ogólne sformułowanie nie wnosi jednak żadnych dodatkowych gwarancji dla ochrony danych osobowych, gdyż rozporządzenie 2016/679 jest i tak stosowane bezpośrednio a w przepisach prawa krajowego należy doprecyzować kwestie związane z konkretnymi operacjami przetwarzania celem wyeliminowania wątpliwości stosujących te przepisy. W tym konkretnym przypadku projektowane przepisy uznać należy za niewystarczające, gdyż nie określają one precyzyjnie na czym ma polegać wymiana danych osobowych, z przepisów tych nie wynikają także cele takiej wymiany. Nie jest jasnym, czy chodzi o udostępnianie wzajemne danych lub też o weryfikację danych. Pojęcie wymiany danych osobowych jest bardzo nieprecyzyjne. Jeżeli wymiana ma polegać na wzajemnym udostępnianiu to określić należy w jakim trybie będzie następowało udostępnianie (wymiana) – czy w trybie wnioskowym czy bez wnioskowym i przy zachowaniu jakich warunków. Przy ich kształtowaniu należy mieć na względzie motyw 31 rozporządzenia 2016/679, który stanowi, że *organy publiczne, którym ujawnia się dane osobowe w związku z ich prawnym obowiązkiem sprawowania funkcji publicznej (takich jak organy podatkowe, organy celne, finansowe jednostki analityki finansowej, niezależne organy administracyjne czy organy rynków finansowych regulujące i nadzorujące rynki*  *papierów wartościowych), nie powinny być traktowane jako odbiorcy, jeżeli otrzymane* *przez nie dane osobowe są im niezbędne do przeprowadzenia określonego postępowania w interesie ogólnym zgodnie z prawem Unii lub prawem państwa członkowskiego. Żądanie ujawnienia danych osobowych, z którym występują takie organy publiczne, powinno zawsze mieć formę pisemną, być uzasadnione, mieć charakter wyjątkowy, nie powinno dotyczyć całego zbioru danych ani prowadzić do połączenia zbiorów danych. Przetwarzając otrzymane dane osobowe, takie organy powinny przestrzegać mających zastosowanie przepisów o ochronie danych, zgodnie z celami przetwarzania.*  Takich rozwiązań wymaga zasada zgodności z prawem, rzetelności i przejrzystości, o której mowa w art. 5 ust. 1 lit a) rozporządzenia 2016/679[[1]](#footnote-1). Projektodawca powinien także pamiętać o zapewnieniu w przepisach stosowania zasad ograniczenia celu oraz minimalizacji danych, określonych w art. 5 ust. 1 RODO[[2]](#footnote-2). | **Uwaga nieuwzględniona**  Pkt 2 został usunięty. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Agregacja (realizowana na podstawie umowy z agregatorem) realizowana jest niezależnie od zawartych umów sprzedaży, umów o świadczenie usług dystrybucji lub umów kompleksowych. Jednocześnie bilansowanie handlowe dla danego punktu poboru należącego do odbiorcy końcowego, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej realizowane jest przez jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, wskazywany przez sprzedawcę, wytwórcę bądź posiadacza magazynu. Zatem agregator nie powinien pełnić funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub delegować tej funkcji, natomiast powinien ponosić koszty niezbilansowania, jeśli takie powoduje.  Proponujemy następującą redakcję art. 5b3 pkt 3) uPE:  *„3) ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym.”*. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | *Agregator:*  *….*  *3) ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943*  W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytycznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących.  Propozycja zmiany:  *3)* *ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943,* ***o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytycznych Do Bilansowania, wydanych na postawie rozporządzenia 2017/2195*** | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytycznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących.  Propozycja zmiany:  *3)* *ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943,* ***o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytycznych Do Bilansowania, wydanych na postawie rozporządzenia 2017/2195*** | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytycznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących.  Propozycja zmiany:  *3)* *ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943,* ***o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytycznych Do Bilansowania, wydanych na postawie rozporządzenia 2017/2195*** | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b3 pkt. 3:  „ponosi odpowiedzialność za ***rozliczenie*** niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoja odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.” | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami  z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b3 pkt 3)  *3) ponosi odpowiedzialność ~~finansową~~* ***za rozliczenia*** *niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoja odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.* | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b3 3)  *3) ponosi odpowiedzialność za rozliczenia niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoja odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.* | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b3 pkt 3 ustawy  Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b3 pkt 3)  *3) ponosi odpowiedzialność ~~finansową~~* ***za rozliczenia*** *niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoja odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.* | **Uwaga nieuwzględniona**.  Pkt został usunięty z przepisu |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Prezes Urzędu Regulacji Energetyki mocą projektowanego art. 5b4 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, zobowiązany do prowadzenia rejestru agregatorów, będzie jednocześnie administratorem gromadzonych w tym rejestrze danych osobowych, z pełnymi konsekwencjami tego rozwiązania, tzn. obowiązany będzie stosować przepisy rozporządzenia 2016/679. Ustawodawca powinien jednocześnie, w sposób przejrzysty i rzetelny, określić w przepisach prawa komu i w jakim zakresie przypisane są oraz jakie dokładnie prawa i obowiązki, cele i sposoby przetwarzania danych osobowych, zakresy odpowiedzialności za przetwarzanie danych osobowych w rejestrze – prawa i obowiązki związane z przetwarzaniem danych osobowych na potrzeby prowadzenia rejestru.  Dopiero takie ukształtowanie normy prawnej stanowić będzie właściwe wypełnienie w przepisach szczegółowych dotyczących tego rejestru zasady zgodności z prawem, rzetelności i przejrzystości (art. 5 ust. 1 lit a rozporządzenia 2016/679). | **Uwaga nieuwzględniona**  Kwestie te ustali inspektor danych osobowych |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 2 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Rozważenia wymaga niezbędność zamieszczania w rejestrze agregatorów numeru PESEL (art. 5b4 ust. 2 pkt 3). Numer PESEL służy do identyfikacji osób fizycznych, w jej relacjach z państwem dla realizacji jej praw i powinności, jednakże nie powinien być wykorzystywany w związku z wykonywaniem przez te osoby obowiązków służbowych. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 2 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Należy wykreślić słowo „dystrybucyjnego” – skutkować to będzie możliwością agregacji także na poziomie systemu przesyłowego, co wydaje się zgodne z intencją projektodawcy i pozostałymi regulacjami w tym zakresie.  Propozycja zmian:  4) wskazanie operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze których działania prowadzona jest agregacja; | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 2 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Należy wykreślić słowo „dystrybucyjnego” – skutkować to będzie możliwością agregacji także na poziomie systemu przesyłowego, co wydaje się zgodne z intencją projektodawcy i pozostałymi regulacjami w tym zakresie.  Propozycja zmian:  4) wskazanie operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze których działania prowadzona jest agregacja; | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami, ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami).  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.4 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy. | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami).  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust. ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy. | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami).  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy.  *3) niepodjęcia przez agregatora, w terminie 12 miesięcy od dnia wpisu do rejestru, działalności w zakresie świadczenia usług agregacji.* | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami).  Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy.  *3) niepodjęcia przez agregatora, w terminie 12 miesięcy od dnia wpisu do rejestru, działalności w zakresie świadczenia usług agregacji.* | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | W projektowanym art. 5b4 ust. 6 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, należy przed średnikiem dodać wyrazy: „lub zaprzestania wykonywania tej działalności przez okres 6 miesięcy”, konieczne jest bowiem dla rzetelności danych pozostawienie w rejestrze tylko agregatorów wykonujących działalność w tym zakresie.  Proponuje się w art. 5b4 ust. 6 pkt 3 po wyrazach: „świadczenia usług agregacji” dodać wyrazy: „lub zaprzestania wykonywania tej działalności przez okres 6 miesięcy”. | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 5b4 ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Organ nadzorczy pozytywnie ocenia wyłączenie jawności numeru PESEL, który ma znaleźć się w rejestrze agregatorów (art. 5b4 ust 10). Niemniej jednak zasadnym byłoby doprecyzowanie w projektowanym przepisie jakie konkretnie dane osobowe z rejestru będą podlegały ujawnieniu. W proponowanym brzmieniu zakłada się „wyłączenie informacji podlegających ochronie danych osobowych”, ale jest to sformułowanie zbyt ogólne, wprowadzające dowolność rozwiązań dla wykonawcy normy. Przy konstruowaniu przepisu należy wziąć pod uwagę zasadę minimalizacji danych, o której mowa w art. 5 ust. 1 lit c) rozporządzenia 2016/679 oraz zasadę rzetelności. Przepis ma stwarzać określone gwarancje a nie tworzyć przestrzeń niepewności co do procesów przetwarzania danych przez zobowiązanych lub uprawnionych do ich przetwarzania. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 7 lit. b i c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3 i 3a ustawy -  Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się odnieść projektowaną regulację również do odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym.  Ponadto, proponuje się zmianę projektowanego art. 6b ust. 3, w celu ujednolicenia z zapisem projektowanego art. 6b ust. 3a. Proponowany zapis ust. 3 zakłada dodanie wyrazów: „albo nie skorzystał w tym terminie z alternatywnej metody zaproponowanej przez sprzedawcę energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 3a”. Zapis ust. 3a dotyczy natomiast stosowania takiego rozwiązania „na uzasadniony wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni o dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym”. Użycie przez ustawodawcę słowa „uzasadniony” wskazuje na dokonanie oceny tego wniosku przez przedsiębiorstwo energetyczne (przedsiębiorstwo energetyczne może uznać wniosek za nieuzasadniony), tak więc samo złożenie w tym terminie przez odbiorcę w gospodarstwie domowym wniosku - nie świadczy o tym, że odbiorca skorzysta z alternatywnej metody zaproponowanej przez sprzedawcę energii elektrycznej. Wobec powyższego celowa jest zmiana projektowanego art. 6b ust. 3.  Proponuje się w art. 6b ust. 3 skreślić kropkę i dodać wyrazy: „albo nie złoży wniosku, o którym mowa w ust. 3a.”.    W art. 6b ust. 3a wyraz „odłączenie” należy zastąpić wyrazem „wstrzymanie dostarczania”. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy  Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Wniosek odbiorcy, nie może być samodzielną przesłanką dla zastosowania rozwiązania alternatywnego w stosunku do odłączenia. W celu zawieszenia procedury odłączenia, odbiorca powinien nie tylko zadeklarować chęć skorzystania z rozwiązania alternatywnego, ale również spełnić stosowne warunki do skorzystania z nich.  W przeciwnym razie potrzebne byłyby kolejne przepisy pozwalające na wstrzymanie dostaw, w razie gdy odbiorca zadeklarował korzystanie z rozwiązania alternatywnego, ale nie podjął rzeczywistych działań dla skorzystania z rozwiązań alternatywnych.  Propozycja przepisu:  „3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie. Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, po spełnieniu przez odbiorcę warunków dla skorzystania z rozwiązania alternatywnego.”; | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Wniosek odbiorcy, nie może być samodzielną przesłanką dla zastosowania rozwiązania alternatywnego w stosunku do odłączenia. W celu zawieszenia procedury odłączenia, odbiorca powinien nie tylko zadeklarować chęć skorzystania z rozwiązania alternatywnego, ale również spełnić stosowne warunki do skorzystania z nich.  W przeciwnym razie potrzebne byłyby kolejne przepisy pozwalające na wstrzymanie dostaw, w razie gdy odbiorca zadeklarował korzystanie z rozwiązania alternatywnego, ale nie podjął rzeczywistych działań dla skorzystania z rozwiązań alternatywnych.  Propozycja przepisu:  *„3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie.* ***Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, po spełnieniu przez odbiorcę warunków dla skorzystania z rozwiązania alternatywnego****.”* | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Proponujemy zmiany redakcyjne w celu zachowania spójności z innymi zapisami ustawy.   Ponadto brak uzasadnienia aby sprzedawca ponosił dodatkowe koszty audytu energetycznego albo doradztwa w przypadku dłużników, którzy i tak generują koszty związane z prowadzoną windykacją.  *Proponujemy:*  *3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dosta~~w~~****rczania*** *energii elektrycznej****,*** *stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, ~~audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej~~, alternatywnych planów płatności, ~~doradztwa w zakresie zarządzania długiem~~ lub wstrzymania ~~odłączenia~~* ***dostarczania*** *energii elektrycznej na wskazany okres ~~i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie~~. Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na uzasadniony wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.”.*  2. Proponuję się wprowadzenie ograniczenia ilościowego w zakresie możliwości skorzystania z rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Odbiorca mógłby skorzystać z takiego rozwiązania alternatywnego raz w ciągu 12 miesięcy. W przypadku braku takiego ograniczenia wystąpi ryzyko nadużywania przepisu przez odbiorcę i jego wykorzystywania na potrzeby wydłużenia okresu pobierania energii, bez regulowania względem sprzedawcy opłat za jej dostarczanie. W praktyce zatem mogą zostać ograniczone sprzedawcy narzędzia do egzekwowania płatności od odbiorcy.  *3*.Rekomendujemy doprecyzowanie mające na celu wskazanie, że oferowanie alternatywnych rozwiązań dla wstrzymania nie jest obowiązkiem sprzedawcy. W przeciwnym razie przepis prowadziłby do nałożenia na sprzedawcę obowiązku prowadzenia działalności nieujętych w koncesji np. prowadzenie audytów energetycznych, usług doradztwa energetycznego.  Propozycja brzmienia przepisu:  *3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę* ***bądź o niestosowaniu przez tego sprzedawcę rozwiązań alternatywnych dla wstrzymania dostaw energii elektrycznej****. (…)* | **Uwaga uwzględniona w zakresie zmian redakcyjnych.**  Propozycja zmiany brzmienia ust. 3a odrzucona. |
|  | Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy  Prawo energetyczne | Energa S.A. | Proponuje się wprowadzenie ograniczenia ilościowego w zakresie możliwości skorzystania z rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Odbiorca mógłby skorzystać z takiego rozwiązania alternatywnego raz w ciągu 12 miesięcy. W przypadku braku takiego ograniczenia wystąpi ryzyko nadużywania przepisu przez odbiorcę i jego wykorzystywania na potrzeby wydłużenia okresu pobierania energii, bez regulowania względem sprzedawcy opłat za jej dostarczanie. W praktyce zatem mogą zostać ograniczone sprzedawcy narzędzia do egzekwowania płatności od odbiorcy. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy -  propozycja zmiany brzmienia ust. 1a art. 7 ustawy – Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Dodanie zmiany dotyczącej art. 7 ust. 1a w zakresie priorytetowego traktowania przyłączenia do sieci inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej.  Cyfryzacja kraju, w tym rozwój cyfrowych usług publicznych, a także zwiększone zapotrzebowania dostępu do szybkiego internetu wymagają zrównoważonego rozwoju sieci telekomunikacyjnej zapewniającej niezakłócony dostęp do sieci. Operatorzy w trakcie procesów inwestycyjnych napotykają na liczne bariery, których wyeliminowanie pozwoli przyśpieszyć procesy likwidacji białych plam oraz zabezpieczyć potrzeby Polaków w zakresie dostępu do usług telekomunikacyjnych świadczonych z poszanowaniem zasady neutralności technologicznej. Jedną z takich barier jest wydłużony czas oczekiwania na przyłącze do sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej, bez którego niemożliwe jest działanie stacji bazowych. Nadanie priorytetowego statusu tym instalacjom, podobnie jak przyłączom infrastruktury do ładowania drogowego transportu publicznego, będzie korzystne z punktu widzenia cyfryzacji kraju i zapewnienia podstawowych usług życia codziennego jakimi są usługi telekomunikacyjne.  8) w art. 7:  a) ust 1a otrzymuje brzmienie:  *„1a. Przepis ust. 1 w zakresie przyłączenia do sieci w pierwszej kolejności stosuje się także do infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami,.”* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy -  propozycja dodania ust. 2e w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Dodanie zmiany w art. 7 poprzez dodanie ust. 2e, którego celem jest dookreślenie warunków przyłącza do sieci telekomunikacyjnej (inwestycja celu publicznego z zakresu łączności). Dodany ustęp jest konsekwencją nadania priorytetowego charakteru tych przyłączy oraz wynika z konieczności zmiany dotychczasowej praktyki, w której termin na przyłączenie do sieci telekomunikacyjnej jako inwestycji celu publicznego z zakresu łączności wynosi 18 miesięcy.  Dodatkowo przepis porządkuje i ujednolica kwestie, które dotychczas były przedmiotem rozbieżnej praktyki przedsiębiorstw energetycznych. Dotyczy to przede wszystkim rozbieżności w traktowaniu prawa do wnioskowania o przyłącze, w przypadku gdy operator dzieli infrastrukturę z innymi podmiotami/operatorami oraz koniecznością uzyskania ostatecznego pozwolenia na budowę masztu przed rozpoczęciem budowy przyłącza.  Skutkuje to nie tylko przedłużeniem terminów inwestycji, ale również zrywaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne umów na przyłącze.  Jest to praktyka nieuprawniona, ale także niezgodna z prawem. W takiej sytuacji operator telekomunikacyjny pozostaje bez możliwości szybkiej i prostej ochrony swoich praw.  Ze względu na wagę rozwoju sieci dla cyfryzacji i wzrostu gospodarczego kraju termin ten powinien być maksymalnie skrócony, a warunki przyłączenia do sieci telekomunikacyjnej przejrzyste i ujęte w katalogu zamkniętym, co gwarantuje ich przewidywalność inwestorowi.  8) w art. 7:  b) po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu  *2e. Umowa o przyłączenie do sieci dla inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna również zawierać postanowienia określające, że:*  *1) termin realizacji przyłączenia nie może być dłuższy niż 12 miesięcy od dnia zawarcia tej umowy;*  *2) do rozpoczęcia prac nie jest konieczne przedłożenie przez wnioskującego ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę zarówno dla całego zamierzenia inwestycyjnego obejmującego inwestycję celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine, jak i jej części;*  *3) w przypadku infrastruktury dzielonej przez dwóch lub więcej przedsiębiorców telekomunikacyjnych domniemuje się zgodę każdego z właścicieli infrastruktury, jak również właściciela nieruchomości na wykonanie przyłącza bez względu na treść umowy o korzystanie z nieruchomości;*  *4) istnieje obowiązek przesłania wraz z zawiadomieniem o wykonaniu przyłącza klucza do złącza kablowego, jeśli zostało zrealizowane;*  *5) przedsiębiorstwo energetyczne jest zobligowane do doprowadzenia przyłączy do granicy działki, na której realizowana jest inwestycja celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 7 ust. 3c – 3e ustawy - Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej.  Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów z ust. 3c–3i na ust. 3f–3l. | **Uwaga uwzględniona**  Jednostka redakcyjna została zaktualizowana |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d-3i.  Propozycja przepisu:  „3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.” | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d-3i.  Propozycja przepisu:  *„3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej* ***lub*** *paliw gazowych.”* | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d-3i.  Propozycja przepisu:  „3c.Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.” | **Uwaga uwzględniona**  zmieniono na 6 miesięcy |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c i 3g ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W projektowanym art. 7 ustawy - Prawo energetyczne, ust. 3c – 3i powinny zostać oznaczone jako ust. 3f – 3l, z uwagi na dodanie do art. 7 nowych ust. 3c – 3e w ramach ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.    Proponuje się dokonanie:  1) zmiany redakcyjnej projektowanego przepisu art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne, pozwalającej lepiej zrozumieć projektowany przepis;  2) zmiany brzmienia art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. a ustawy - Prawo energetyczne poprzez dostosowanie do projektowanych przepisów art. 7 ust. 3f i 3h, które wiążą termin dotyczący, odpowiednio, utraty ważności warunków przyłączenia i wypowiedzenia umowy o przyłączenie, z otrzymaniem pisemnej informacji.  W projektowanym art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne otrzymuje brzmienie:    3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, oraz do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.  W projektowanym art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. a ustawy - Prawo energetyczne otrzymuje brzmienie:    a) pisemnej informacji o wydaniu warunków przyłączenia do sieci, odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci lub utracie ważności wydanych warunków przyłączenia do sieci, | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c – 3i ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Zaproponowana regulacja zawarta w art. 7 ust. 3c – 3i rodzi wątpliwości co do właściwej ochrony podmiotów przyłączających urządzenia, instalacje lub sieci, wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe (dalej: „jednostki wytwórcze”). Szczególnie w kontekście art. 7 ust. 3i, który przenosi na jednostkę wytwórczą ryzyko niepowodzenia /wstrzymania przyłączenia do sieci jednego z operatorów (po jednej stronie jednostki wytwórczej), obciążając ten podmiot kosztami przyłączenia poniesionych przez drugiego z operatorów (po drugiej stronie gazówki).  W ocenie Prezesa URE zasadnym jest doprecyzowanie zasad współpracy między operatorami sieci po obydwu stronach takiej jednostki, w tym określenie odpowiedzialności operatorów w zakresie przyłączania takich podmiotów. Należałoby również odzwierciedlić rolę przyłączeń jednostek wytwórczych do sieci gazowej i elektroenergetycznej w planach rozwoju, o których mowa w art. 16, podobnie jak podkreślona została rola przyłączania punktów ładowania pojazdów elektrycznych. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Przepisy dotyczące wymiany informacji w sprawie przyłączenia do sieci między operatorami zostały częściowo zmodyfikowane. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy  w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1 oraz propozycja dodania art. 7 ust. 8 pkt 2a i 2b ustawy - Prawo energetyczne | Izba Gospodarcza Gazownictwa – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. | W ostatnich 4 latach Polska Spółka Gazownictwa obserwuje zwiększone zainteresowanie przyłączeniem odbiorców końcowych do dystrybucyjnej sieci gazowej. Jest to wynikiem inicjatyw i programów kierowanych do gospodarstw domowych, mających na celu ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz walkę ze smogiem. Dyrektywy unijne, w tym dyrektywa MCP oraz dyrektywa IED przyczyniają się do zwiększenia zainteresowania wykorzystywaniem gazu ziemnego jako źródła energii. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku również zakłada wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego do produkcji prądu. Gwałtownie rosnące zainteresowanie dostawami gazu wymaga znaczącego zwiększenia nakładów inwestycyjnych na kolejne lata, które pozwolą na dostosowanie gazowej infrastruktury zasilającej oraz realizację zwiększonego zakresu prac przyłączeniowych. Rok 2021 potwierdza ciągły wzrost popytu na dostęp do gazu ziemnego. Wzrost obsłużonych przez PSG wystąpień  o określenie warunków przyłączenia w pierwszych  5 miesiącach 2021 roku wobec roku poprzedniego to 46%,  a wobec roku 2019 to aż 54%.  Jednocześnie w tym samym czasie PSG zawarła o 21% więcej umów o przyłączenie do sieci gazowej niż  w analogicznym okresie 2020 roku oraz o 52% więcej niż  w 2018 roku. Szacujemy, że zainteresowanie zawarciem umowy o przyłączenie się do dystrybucyjnej sieci gazowej jest wyższe o kilkanaście tysięcy z uwagi na liczbę wydanych w 2021 roku odmów przyłączenia z uwagi na brak warunków technicznych lub ekonomicznych.  Powyższa sytuacja jest bezpośrednio powiązana ze wzrostem stawek nakładów na budowę dystrybucyjnej sieci gazowej (przyłącza i gazociągi). Na przestrzeni 5 lat (2015 – 2020) nastąpił ponad 60% wzrost średniego kosztu wybudowania  1 m sieci gazowej. Jednocześnie wzrost nakładów inwestycyjnych podnosi wartość głównych kosztów utrzymania i eksploatacji majątku jakim są podatki od nieruchomości na rzecz gmin, co dodatkowo pogarsza wyniki efektywności ekonomicznej inwestycji.  Na podstawie wyników z lat 2018 – 2020 zanotowaliśmy znaczny spadek pokrycia opłatami za przyłączenie nakładów inwestycyjnych przy jednoczesnym wzroście liczby przyłączonych odbiorców i zwiększonych nakładów inwestycyjnych.  Opłaty za przyłączenie pokryły nakłady inwestycyjne jakie PSG poniosła na przyłączenie nowych odbiorców :  • w 2018 r - 20.91%,  • w 2019 r. - 16,87%,  • w 2020 r. - tylko w 15,11% .  W tym samym czasie nakłady na inwestycje przyłączeniowe wzrosły o 93%. Tak duże zapotrzebowanie na przyłączenie do sieci gazowej (inwestycje) nie może być zaspokojone  w krótkim czasie ze środków własnych Operatora. Dodatkowo Spółka ponosi 100% nakładów związanych  z budową i rozbudową punktów przyłączenia do sieci OGP Gaz System. Fakty te powodują konieczność wprowadzenia nowych zapisów w ustawie PE, które zapewnią OSD środki na finansowanie rozwoju sieci i przyłączanie kolejnych odbiorców zapewniając efektywność ekonomiczną inwestycji.  Jak wynika z powyższego obecny system, nie może być też uznany za efektywny. Ciężar finansowania 75% nakładów ponoszonych na inwestycje przyłączeniowe zostaje przeniesiony na OSD, który co do zasady powinien odzyskać te środki w przychodach za świadczenie usługi dystrybucyjnej, ale dopiero w perspektywie kolejnych 20 lat (zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE 2/2010 analizy ekonomiczne prowadzone są w perspektywie 20 letniej). Skutkiem tego jest konieczność pozyskania dodatkowych środków na bieżącą realizację inwestycji przyłączeniowych (gotówka na płatności dla wykonawców infrastruktury). Zdaniem PSG, wysokość opłaty za przyłączenie winna być zatem zmieniona tak, aby odzwierciedliła faktycznie ponoszone nakłady na inwestycje i możliwości bieżącego finansowania.  Zmiana zapisu:  Art. 7 ust. 8 pkt 1)  za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, ~~sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień~~ oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;  Dodanie zapisu:  2a) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej wyższej niż 10 m3/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i wyższej niż 25m3/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;  2b) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 10 m3/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i nie wyższej niż 25m3/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie 50% średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka; | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja dąży do obciążenia całością kosztów przyłączenia odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Rozwiązanie takie spowoduje wprowadzenie dodatkowej bariery dla rozwoju sieci gazowej oraz zmniejszy zainteresowanie odbiorców byciem przyłączonym do sieci. W związku z powyższym, postanawia się pozostawić obecną regulację. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy  w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1 oraz propozycja dodania art. 7 ust. 8 pkt 2a i 2b ustawy - Prawo energetyczne | PGNiG | Opłaty za przyłączenie  Propozycja:  Zmiana art. 7 ust. 8 pkt 1 Prawa Energetycznego oraz dodanie art. 7 ust. 8 pkt 2a oraz 2b Prawa Energetycznego  *„1) za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, ~~sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień~~ oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;*  ***2a) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej wyższej niż 10 m3/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i wyższej niż 25m3/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;***  ***2b) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 10 m3/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i nie wyższej niż 25m3/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie 50% średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;”***  Uzasadnienie:  W ostatnich czterech latach Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. obserwuje zwiększone zainteresowanie przyłączeniem odbiorców końcowych do dystrybucyjnej sieci gazowej.  Jest to wynikiem inicjatyw i programów kierowanych do gospodarstw domowych, mających na celu ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz walkę ze smogiem. Dyrektywy unijne, w tym dyrektywa MCP oraz dyrektywa IED przyczyniają się do zwiększenia zainteresowania wykorzystywaniem gazu ziemnego jako źródła energii. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku również zakłada wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego do produkcji prądu. Gwałtownie rosnące zainteresowanie dostawami gazu wymaga znaczącego zwiększenia nakładów inwestycyjnych na kolejne lata, które pozwolą na dostosowanie gazowej infrastruktury zasilającej oraz realizację zwiększonego zakresu prac przyłączeniowych.  Rok 2021 potwierdza ciągły wzrost popytu na dostęp do gazu ziemnego. Wzrost obsłużonych przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. wystąpień o określenie warunków przyłączenia w pierwszych 5 miesiącach 2021 roku wobec roku poprzedniego to 46%, a wobec roku 2019 to aż 54%. Jednocześnie w tym samym czasie Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. zawarła o 21% więcej umów o przyłączenie do sieci gazowej niż w analogicznym okresie 2020 roku oraz o 52% więcej niż w 2018 roku. Szacujemy, że zainteresowanie zawarciem umowy o przyłączenie się do dystrybucyjnej sieci gazowej jest wyższe o kilkanaście tysięcy z uwagi na liczbę wydanych w 2021 roku odmów przyłączenia z przyczyn braku warunków technicznych lub ekonomicznych.  Powyższa sytuacja jest bezpośrednio powiązana ze wzrostem stawek nakładów na budowę dystrybucyjnej sieci gazowej (przyłącza i gazociągi). Na przestrzeni 5 lat (2015 – 2020) nastąpił ponad 60% wzrost średniego kosztu wybudowania 1 m sieci gazowej. Jednocześnie wzrost nakładów inwestycyjnych podnosi wartość głównych kosztów utrzymania i eksploatacji majątku jakim są podatki od nieruchomości na rzecz gmin, co dodatkowo pogarsza wyniki efektywności ekonomicznej inwestycji.  Na podstawie wyników z lat 2018 – 2020 zanotowaliśmy znaczny spadek pokrycia opłatami za przyłączenie nakładów inwestycyjnych przy jednoczesnym wzroście liczby przyłączonych odbiorców i zwiększonych nakładów inwestycyjnych. Opłaty za przyłączenie pokryły nakłady inwestycyjne jakie PSG poniosła na przyłączenie nowych odbiorców :  • w 2018 r - 20.91%,  • w 2019 r. - 16,87%,  • w 2020 r. - tylko w 15,11% .  W tym samym czasie nakłady na inwestycje przyłączeniowe wzrosły o 93%. Tak duże zapotrzebowanie na przyłączenie do sieci gazowej (inwestycje) nie może być zaspokojone  w krótkim czasie ze środków własnych operatora. Dodatkowo Spółka ponosi 100% nakładów związanych z budową i rozbudową punktów przyłączenia do sieci OGP Gaz System S.A. Fakty te powodują konieczność wprowadzenia nowych mechanizmów w Prawie Energetycznym, które zapewnią operatorowi systemu dystrybucyjnemu środki na finansowanie rozwoju sieci i przyłączanie kolejnych odbiorców zapewniając efektywność ekonomiczną inwestycji.  Jak wynika z powyższego, obecny system nie może być też uznany za efektywny.  Ciężar finansowania 75% nakładów ponoszonych na inwestycje przyłączeniowe zostaje przeniesiony na operatora systemu dystrybucyjnego, który co do zasady powinien odzyskać te środki w przychodach za świadczenie usługi dystrybucyjnej, ale dopiero w perspektywie kolejnych 20 lat (zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE 2/2010 analizy ekonomiczne prowadzone są w perspektywie 20-letniej). Skutkiem tego jest konieczność pozyskania dodatkowych środków na bieżącą realizację inwestycji przyłączeniowych (gotówka na płatności dla wykonawców infrastruktury). Wysokość opłaty za przyłączenie powinna zatem zostać zmieniona tak, aby odzwierciedliła faktycznie ponoszone nakłady na inwestycje i możliwości bieżącego finansowania. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga dąży do obciążenia całością kosztów przyłączenia odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Rozwiązanie takie spowoduje wprowadzenie dodatkowej bariery dla rozwoju sieci gazowej oraz zmniejszy zainteresowanie odbiorców byciem przyłączonym do sieci. W związku z powyższym, postanawia się pozostawić obecną regulację. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy  w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1a | Energa S.A. | W projekcie ustawy wskazano m.in. że:  „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia  z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”    W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji.    Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do  100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza  z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, m.in. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora.    Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.    Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie.  Art. 1 pkt 8) ppkt b)  „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż  1 kV i nie wyższym niż 110 kV,  z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;  ~~1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów~~;” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji.  Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora.  Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.  Postulujemy zmianę proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne poprzez przedstawienie innych, sprawiedliwych proporcji ponoszenia kosztów za przyłączenie do sieci przesyłowej pomiędzy OSP oraz odbiorcami gazu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie w zakresie dodawanego pkt 1a w art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne | TAURON Polska Energia | Wprowadzenie przepisu przewidującego, że opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej będzie ustalana na podstawie całości rzeczywistych nakładów, poniesionych na realizację przyłączenia do sieci (z wyjątkami wskazanymi  w projekcie przepisu), nie jest – w naszej opinii – rozwiązaniem korzystnym z punktu widzenia podmiotów planujących realizację projektów w zakresie OZE i CHP (o większych mocach niż te wskazane w przepisie), a jak wiadomo, realizacja takich inwestycji jest bardzo istotna m.in. w świetle celów PEP2040.  W związku z powyższym, proponujemy, aby w przypadku wszystkich jednostek OZE i CHP (niezależnie od mocy) pobierana opłata była równa połowie opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.  Propozycja brzmienia przepisu:  „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW~~ oraz jednostek kogeneracji ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW~~, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie w zakresie dodawanego pkt 1a w art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”    W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji.    Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, art. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora.    Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.    Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie.    Propozycja przepisu:  Art. 1 pkt 8) ppkt b)  „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;  ~~1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów~~;”      Alternatywnie do uwagi w pkt 1 proponujemy odroczenie zmian wprowadzanych art. 1 pkt 8) ppkt b).    W perspektywie zakończenia wsparcia w rynku mocy po 2025 roku dla dużej ilości bloków węglowych oraz co się z tym wiąże możliwości wycofania znacznej ilości mocy węglowych z KSE konieczne jest powstanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych. Według informacji Prezesa URE[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=WO56kJZr2EyfAOy0APfMxQ%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21114&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625039888906&wdPreviousSession=b8d6d127-62c1-4373-a899-6095570cfda7&uih=OneDrive&pdcn=pdc33f0#_ftn1) do 2034 r. z KSE wycofane zostanie co najmniej 18,1 GW sterowalnych i dyspozycyjnych mocy, gdzie równocześnie inwestorzy planują wybudować jedynie 4,4 GW nowych mocy wytwórczych w jednostkach na gaz ziemny. Przedstawione negatywne propozycje zmian, zwiększające koszt budowy jednostek gazowych mogłyby dodatkowo zredukować te plany.      Gaz ziemny jest paliwem przejściowym dla węgla i inwestycje gazowe w okresie przejściowym transformacji energetycznej nie powinny podlegać zwiększonym nakładom finansowym.    Propozycja przepisu:  „Art. 9. Przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 1a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej zawartych przed **1 stycznia 2026 r.**”    [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=WO56kJZr2EyfAOy0APfMxQ%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21114&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625039888906&wdPreviousSession=b8d6d127-62c1-4373-a899-6095570cfda7&uih=OneDrive&pdcn=pdc33f0#_ftnref1) <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbedne-bedzie-zabezpieczenie.html> | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Poniżej 3 uwagi dot. tego punktu.  I  W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji.  Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, m.in. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora.  Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.  Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie.  II  Alternatywnie do uwagi powyżej proponujemy odroczenie zmian wprowadzanych art. 1 pkt 8) ppkt b).  W perspektywie zakończenia wsparcia w rynku mocy po 2025 roku dla dużej ilości bloków węglowych oraz co się z tym wiąże możliwości wycofania znacznej ilości mocy węglowych z KSE konieczne jest powstanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych. Według informacji Prezesa URE1 do 2034 r. z KSE wycofane zostanie co najmniej 18,1 GW sterowalnych i dyspozycyjnych mocy, gdzie równocześnie inwestorzy planują wybudować jedynie 4,4 GW nowych mocy wytwórczych w jednostkach na gaz ziemny. Przedstawione negatywne propozycje zmian, zwiększające koszt budowy jednostek gazowych mogłyby dodatkowo zredukować te plany.  Gaz ziemny jest paliwem przejściowym dla węgla i inwestycje gazowe w okresie przejściowym transformacji energetycznej nie powinny podlegać zwiększonym nakładom finansowym.  1https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbedne-bedzie-zabezpieczenie.html  III  Alternatywnie do uwag powyższej proponujemy wprowadzenie przepisu przewidującego, że opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej będzie ustalana na podstawie całości rzeczywistych nakładów, poniesionych na realizację przyłączenia do sieci (z wyjątkami wskazanymi w projekcie przepisu), nie jest – w naszej opinii – rozwiązaniem korzystnym z punktu widzenia podmiotów planujących realizację projektów w zakresie OZE i CHP (o większych mocach niż te wskazane w przepisie), a jak wiadomo, realizacja takich inwestycji jest bardzo istotna m.in. w świetle celów PEP2040.  W związku z powyższym, proponujemy, aby w przypadku wszystkich jednostek OZE i CHP (niezależnie od mocy) pobierana opłata była równa połowie opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.  Propozycje przepisów:  Art. 1 pkt 8) ppkt b)  „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;  1a) **~~za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”~~**  „Art. 9. Przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 1a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej zawartych przed **1 stycznia 2026 r.**”  „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii **~~o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW~~** oraz jednostek kogeneracji **~~o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW~~**, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;” | **Uwaga nieuwzględniona**  Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy – propozycja zmiany brzmienia ust. 8g w  art. 7 ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Dodanie zmiany art. 7, ust. 8g dotyczącej skrócenia maksymalnych terminów na wydanie przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia dla klas III, IV, V i VI.  Termin wydania warunków przyłączenia powinien zostać maksymalnie skrócony, aby zwiększyć efektywność procesów inwestycyjnych w zakresie inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej .  Alternatywnie dla zaproponowanego przepisu, w przypadku braku możliwości skrócenia ogólnych terminów, wnioskujemy o skrócenie terminów dla inwestycji celu publicznego w zakresie łączności.  Art. 1, pkt 8)  c) ust. 8 g otrzymuje brzmienie:  *8g. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:*  *1) 14 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;*  *2) 14 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;*  *3) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;*  *4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;*  *5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.* | **Uwaga nieuwzględniona**.  Skrócenie terminów przyczyni się do wzrostu kosztów obsługi procesu przyłączania nowych podmiotów do sieci po stronie operatora, które zostaną następnie przeniesione na odbiorców. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g8 ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowane zmiany mają na celu wyraźne wskazanie, że operatorzy (elektroenergetyczny i gazowy) przekazują sobie wzajemnie informacje istotne - z punktu widzenia koordynacji procesu przyłączania podmiotu ubiegającego się o przyłączenie zarówno do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci gazowej. Wskazać przy tym należy, że nie wszystkie informacje mające istotny charakter w ramach rozpoznawania wniosku o przyłączenie do danej sieci (gazowej albo elektroenergetycznej) mają znaczenie przy rozpoznawaniu wniosku przez drugiego z operatorów.    Ponadto, za wystarczające należy uznać przekazywanie sobie przez operatorów informacji do etapu zawarcia umów o przyłączenie (włącznie), nie jest niezbędne przekazywanie informacji na etapie realizacji umów przyłączeniowych.    Operatorzy nie powinni być również zobligowani do uzgadniania harmonogramów, wystarczająca w tym zakresie powinna być wymiana informacji.      Proponowany przepis:    w art. 7 ust. 3g pkt 1) lit. b otrzymuje brzmienie:    „b) istotnych informacji lub kopii dokumentów zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci.      w art. 7 ust. 3g pkt 2 otrzymuje brzmienie:    „2) uzgodnienia wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia do sieci.” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g8 ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja doprecyzowania brzmienia projektowanego przepisu art. 7 ust. 8g8 ustawy - Prawo energetyczne wynika z okoliczności, iż w przypadku składania wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej nie występuje obowiązek wniesienia zaliczki, a dodatkowo, zaproponowane w ramach niniejszych uwag brzmienie przepisu zapewnia, że operatorzy systemu będą zobowiązani do wydania warunków przyłączenia nie wcześniej niż po spełnieniu wszystkich warunków formalnych związanych ze złożeniem wniosku o przyłączenie do danego operatora.  Propozycja brzmienia przepisu:  8g8. W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją:  1) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki, o której mowa w ust. 8a, jednak nie wcześniej niż od dnia złożenia wniosku o przyłączenie do sieci gazowej;  2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej, jednak nie wcześniej niż od dnia złożenia wniosku o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i wniesienia zaliczki, o której mowa w ust. 8a. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g8 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne | Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o. | Nie ma przepisów regulujących obowiązek wnoszenia zaliczki w przypadku złożonego wniosku o przyłączenie do sieci gazowej, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Dlatego proponujemy wykreślić zapis dot. tej zaliczki.  „8g8. W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją:  1) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki;  2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej ~~wraz z dowodem wniesienia zaliczki.”;~~ | **Uwaga uwzględniona.**  Uzasadnienie i propozycja są rozbieżne – intencją zgłaszającego było zwrócenie uwagi na pobieranie zaliczki w przypadku paliw gazowych – propozycja przepisu dotyczy natomiast energii elektrycznej. Zmiana została dokonana zgodnie z uzasadnieniem zgłaszającego uwagę. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g8 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne | PGNiG | Rezygnacja z wykazywania wniesionej zaliczki  Propozycja:  Zmiana art. 8g8 pkt 2 Prawa Energetycznego  *8g8. W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją: (…)*  *2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej ~~wraz z dowodem wniesienia zaliczki~~.”;*  Uzasadnienie:  Nie ma przepisów regulujących obowiązek wnoszenia zaliczki w przypadku złożonego wniosku o przyłączenie do sieci gazowej, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Dlatego proponujemy wykreślić przepis dot. tej zaliczki. | **Uwaga uwzględniona.**  Uzasadnienie i propozycja są rozbieżne – intencją zgłaszającego było zwrócenie uwagi na pobieranie zaliczki w przypadku paliw gazowych – propozycja przepisu dotyczy natomiast energii elektrycznej. Zmiana została dokonana zgodnie z uzasadnieniem zgłaszającego uwagę. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 7a ust. 3 ustawy -  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Zapis w ust. 3 niniejszej ustawy został już zmodyfikowany w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. i powiększony o zapisy dot. zmiana przeznaczenia sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni, jn.:  „Uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, udzielanej w drodze decyzji, wymaga:  1) budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej – przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego;  2) zmiana przeznaczenia sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni – przed rozpoczęciem dostarczania paliw gazowych do odbiorcy.”  Proponujemy usunięcie ust. 3 z niniejszej ustawy | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Przepis został zmieniony, dodając w pkt 1 odniesienie do ust. 3b |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 7a ust. 3 ustawy -  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy usunięcie projektowanej regulacji. Została ona już uwzględniona – w szerszym zakresie – w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Przepis został zmieniony, dodając w pkt 1 odniesienie do ust. 3b |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | 1. Zdaniem KGHM układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe.  Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, KGHM popiera wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Zdaniem KGHM najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej.   1. W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne | Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI | 1. **W zakresie budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE proponujemy w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie:**   *„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczna do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;*  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW;*  *4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;*  *5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”*  **UZASADNIENIE**   1. **Prawo do korzystania z nieruchomości.**   Budujący linię bezpośrednią powinien mieć zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie eksploatowana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym   1. **Uproszczenie procedur budowy linii bezpośredniej dla instalacji o mocy do 2 MW – rozwój energetyki rozproszonej i gazyfikacja obszarów wiejskich.**   W ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Wysokość tego progu jest zbieżna z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy.  W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu progu do 1MW – zgodnie z procedowana w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.  Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje OZE pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachętę do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilały lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych.  W przypadku dodanych punktów od pkt.4 do pkt.6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne, daje możliwość zoptymalizowania wykorzystania gospodarczego biogazu w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Jest to szczególnie ważne na terenach słabo zurbanizowanych (gazyfikacja obszarów wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne | Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego | 1. **W zakresie budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE proponujemy w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie:**   *„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczna do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;*  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW;*  *4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;*  *5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”*  **UZASADNIENIE**  **1. Prawo do korzystania z nieruchomości.**  Budujący linię bezpośrednią powinien mieć zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie eksploatowana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym   1. **Uproszczenie procedur budowy linii bezpośredniej dla instalacji o mocy do 2 MW – rozwój energetyki rozproszonej i gazyfikacja obszarów wiejskich.**   W ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Wysokość tego progu jest zbieżna z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy.  W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu progu do 1MW – zgodnie z procedowana w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.  Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje OZE pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachętę do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilały lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych.  W przypadku dodanych punktów od pkt.4 do pkt.6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne, daje możliwość zoptymalizowania wykorzystania gospodarczego biogazu w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Jest to szczególnie ważne na terenach słabo zurbanizowanych (gazyfikacja obszarów wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne | Związek Banków Polskich | 1. Zmiana w nowelizacji Ustawy - Prawo Energetyczne regulująca możliwość, w określonych sytuacjach, budowy linii bezpośredniej lub gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE   Proponujemy dodawanemu w nowelizacji art. 7a ust. 3b Ustawy - Prawo energetyczne nadać brzmienie:  *„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczna do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;*  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW\*.*  *4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;*  *5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej;*  *6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”*  Zawarty w projekcie nowelizacji w ust. 3b pkt. 1 warunek, aby linia bezpośrednia była położona na nieruchomości należącej do podmiotu, który ma zaopatrywać w energię elektryczną jest niepotrzebnym ograniczeniem, nie mającym uzasadnienia z punktu widzenia celu projektowanego przepisu. Budujący linię bezpośrednią powinien mieć  w odpowiedniej formie zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie utrzymywana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym.  Z kolei w ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Proponowany próg mocy instalacji jest zbieżny z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy. W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE, proponujemy określenie tej granicy na poziomie nie większym niż 1MW. Zgodnie z procedowana w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie byłaby wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.  Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilały lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych.  Z kolei w dodanych pkt. 4-6 proponujemy uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu gazociągiem bezpośrednim stanowi naturalne uzupełnienie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazu (w tym biogazu rolniczego), a przede wszystkim daje możliwość zaopatrywania w biogaz odbiorców końcowych na terenach słabo zurbanizowanych (wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanych art. 7a ust. 3b-3d ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Wskazane postanowienia powinny zostać uzupełnione o wyraźne wskazanie, że przyłączenie do sieci zgodnie z ust. 8 i 9 nie pozbawia linii bezpośredniej jej charakteru. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Grupa Azoty | Wprowadzenie takiego wyłączenia, naszym zdaniem, jest bezprzedmiotowe, bowiem zgoda, o której mowa w proponowanym przepisie i tak nie jest wymagana, uwzględniając uwagi zawarte w punkcie pierwszym stanowiska dotyczące niewłaściwej zmiany definicji linii bezpośredniej.  Proponowana definicja linii bezpośredniej, może powodować wrażenie, że definicja linii bezpośredniej obejmuje także autoprodukcję energii elektrycznej (wytwarzanie i dostarczanie energii elektrycznej na potrzeby własne) i w zasadzie każdą wewnętrzną linie elektroenergetyczną łączącą instalację wytwarzającą energię elektryczną z przedsiębiorcą (odbiorcą), która znajduje się na obszarze jego nieruchomości (np. zakładu przemysłowego).  Podobnie, proponowane wyłączenie obejmuje budowę linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, ważne jest wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 4 poniżej.  W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, które będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.  Propozycja zmiany:  Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu:  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Proponujemy doszczegółowienie przypadku w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę  Propozycja zmiany:  *1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące,* ***nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego****;* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy doszczegółowienie przypadku, w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę.  Propozycja zmiany:  *1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące,* ***nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego****;* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponujemy doszczegółowienie przypadku, w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę.  Propozycja zmiany:  *1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące,* ***nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego****;* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe.  Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, pozytywnie należy ocenić wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie poniżej.  *~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~*  *~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe.  Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki,  w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia  w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę  z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  *~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~*  *~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące~~*  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, popieramy wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 4 poniżej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zdaniem FOEEiG układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe.  Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę  z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, FOEEiG popiera wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Zdaniem FOEEiG najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej.  *~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~*  *~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | PGNiG | Linie bezpośrednie  Propozycja:  Zmiana art. 7a ust. 3b pkt 1 Prawa Energetycznego  *„„3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej* ***lub należącej do przedsiębiorstw od niego zależnych****, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące* ***lub należące do przedsiębiorstw od niego zależnych****;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej*    Uzasadnienie:  Proponujemy rozszerzenie zakresu wyłączeń od obowiązku ubiegania się o zgodę Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej dla podmiotu dostarczającego energię, w przypadku, gdy linia będzie się znajdować na nieruchomości należącej do przedsiębiorstw zależnych od tego podmiotu lub będzie zaopatrywać w energię przedsiębiorstwa od niego zależne. Proponowana zmiana prowadzi do zmniejszenia formalności i zachęca do zaopatrywania za pośrednictwem linii bezpośredniej nie tylko danego podmiotu ale i przedsiębiorstw od niego zależnych. Warto w tym kontekście zasygnalizować, że podmioty funkcjonujące w ramach jednej grupy kapitałowej są traktowane jako jeden organizm gospodarczy ponieważ to od decyzji biznesowych uzależniona jest liczba podmiotów funkcjonujących w ramach danej grupy kapitałowej. Mając na uwadze swobodę w kształtowaniu struktury grupy pod względem liczby spółek zależnych, uzasadnione jest traktowanie przedsiębiorstw zależnych w sposób równoważny z przedsiębiorstwem dominującym. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | 1. Nieprawidłowe odwołanie do ust. 3 – winno być do ust 3a.  Winno być:  „*3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3****a****, nie jest wymaga w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej.”.*   1. Wątpliwości budzi sformułowanie w ust. 3b pkt 1 nieruchomość należąca do. Na potrzeby wydania pozwolenia na budowę podmiot musi posiadać prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Wydaje się, że powinno to być wystarczające do skorzystania ze zwolnienia od obowiązku zyskania zgody Prezesa URE.   Propozycja brzmienia art. 7a ust. 3b pkt 1:  *Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej, dla której o pozwolenie na budowę występuje podmiot, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | PTPiREE | Proponowane przepisy rozszerzają postanowienia ustawy - Prawo energetyczne w zakresie linii bezpośrednich. W szczególności w proponowanej treści art. 7a ust. 3c zostały wskazane warunki, w których do budowy linii bezpośredniej nie jest wymagana zgoda Prezesa URE. Jednak przepisy uPE nie wskazują konsekwencji i zasad postępowania, w przypadku, gdy faktycznie warunki określone w ust. 3) pkt. 1) i 2) nie zostaną spełnione, tj. np. energia elektryczna z linii bezpośredniej nie będzie zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, ale także będzie wprowadzana do sieci dystrybucyjnej operatora systemu elektroenergetycznego.    Proponuje się dodanie dodatkowego punktu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania.  Propozycja uzupełnienia o nowy ppkt 3), w brzmieniu:  ***3) W przypadku wybudowania linii bezpośredniej na podstawie art. 7a ust. 3b pkt 2 w celu zasilenia odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, jeżeli ten odbiorca będzie wnioskował o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, wówczas do wniosku o wydanie warunków przyłączenia odbiorca będzie zobowiązany dołączyć zgodę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na istnienie takiej linii bezpośredniej.*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy dodanie dodatkowego przepisu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Wówczas przyłączenie do sieci powinno być uzależnione od zgody PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponujemy dodanie dodatkowego przepisu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Wówczas przyłączenie do sieci powinno być uzależnione od zgody PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.  Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu:  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie  z instalacji odnawialnego źródła energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.  Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu:  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.  Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu:  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.  Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu:  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2 | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Proponujemy dodanie dodatkowego punktu mającego na celu wykluczenie sytuacji w której, spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania.  Propozycja uzupełnienia:  ***3) W przypadku istniejącej linii bezpośredniej wybudowanej bez wymaganej zgody PURE, do zasilana odbiorcy oraz obiektów do niego należących nie przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, jeżeli ten odbiorca, zgodnie z Art. 7a ust. 8 będzie się ubiegał o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wówczas warunki na podstawie, których będzie przyłączony powinny być uzupełnione o zgodę PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej.*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych | Proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana nie tylko w zaproponowanych w projekcie przypadkach, ale również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW. Do rozważenia pozostawiamy kwestię wyłączenie konieczności uzyskania zgody w przypadku większych instalacji OZE (choć w naszej opinii brak konieczności ubiegania się o zgodę byłby uzasadniony w przypadku każdej wielkości instalacji OZE).  Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej przynajmniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej, jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilały lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych.  W art. 7 ustawy - Prawo energetyczne w projektowanym ust. 3b dodać pkt 3 w brzmieniu:   1. budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW.   Proponujemy przepis eliminujący możliwe wątpliwości dotyczące obowiązku posiadania koncesji na dystrybucję energii w przypadku wytwórcy dostarczającego energię za pomocą linii bezpośredniej do odbiorcy końcowego. Przepis wskazuje, że transport energii elektrycznej za pośrednictwem linii bezpośredniej nie jest dystrybucją energii elektrycznej.  W art. 7 ustawy - Prawo energetyczne dodać ust. 10 w brzmieniu:  10) Transport energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie stanowi dystrybucji w rozumieniu art. 3 ust 5. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy  Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Naszym zdaniem układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe.  Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.  Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki,  w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem.  Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.  W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana.  Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym.  Tym niemniej, popieramy wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej.  *~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~*  *~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy  Prawo energetyczne | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | Brzmienie w nowelizacji:  3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:   1. budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące; 2. budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczna do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej   Propozycja:  *Proponuje się w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie:*  *3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:*  *1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczna do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;*  *3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW\*.*  *\* - W przypadku nieuwzględnienia uwagi w zakresie pkt 3, dotyczącej instalacji o mocy poniżej 2 MW, proponuje się w objąć wyłączeniem instalacje OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW.*  *4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;*  *5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej;*  *6) budowy gazociągu bezpośredniego* *dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający* *standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.*  Uzasadnienie:  Zawarty w projektowanym ust.3b pkt.1 warunek, aby linia bezpośrednia była położona na nieruchomości należącej do podmiotu, który ma zaopatrywać w energię elektryczną jest niepotrzebnym ograniczeniem, nie mającym uzasadnienia z punktu widzenia celu projektowanego przepisu. Budujący linię bezpośrednią powinien mieć w odpowiedniej formie zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie utrzymywana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym.  Z kolei w dodawany ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Proponowany próg mocy instalacji jest zbieżny z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy.  W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu poziomu nie większego niż 1MW – zgodnie z procedowana w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.  Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilały lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie.  Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych.  Z kolei w dodanych pkt. 4 - 6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne rozwinięcie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazu (w tym biogazu rolniczego), daje możliwość rozwoju instalacji biogazowych w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, daje możliwość zaopatrywania w biogaz odbiorców końcowych na terenach słabo zurbanizowanych (wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia.  Pragniemy także zwrócić uwagę na fakt, iż w naszej ocenie, kwestia budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego wymaga jednoznacznego uregulowania w przepisach Prawa Budowlanego. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3c ustawy  Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Odwołanie do podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę jest niewłaściwe, gdyż nie rozstrzyga sytuacji przeniesienia na podmiot trzeci instalacji linii bezpośredniej po jej zrealizowaniu. Zarządzanie linią bezpośrednią powinno należeć do podmiotu posiadającego tytuł prawny do tej instalacji. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3c-e ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej. Konieczna jest zmiana numeracji projektowanych przepisów. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3c-e ustawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej. Konieczna jest zmiana numeracji projektowanych przepisów. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. b i c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3b-3d oraz ust. 8 i 9 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się wykreślenie z projektu zmiany w art. 7a ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dodania ust. 3b – 3d oraz ust. 8 i 9, bowiem dla stabilności systemu elektroenergetycznego wskazane jest, aby rozstrzygnięcie w zakresie zasadności uznania danej inwestycji za linię bezpośrednią nadal pozostawało w wyłącznej kompetencji Prezesa URE, który to organ powinien wydawać decyzję w każdym przypadku. Zapobiegnie to sytuacji nadużywania instytucji linii bezpośredniej, zapewni bezpieczeństwo pracy sieci, a także nie dopuści do sytuacji, gdy odbiorcy korzystający z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nie będą ponosić części opłat związanych z dystrybucją.  W przypadku braku zgody na takie rozwiązanie proponuje się przyjęcie poniższych uwag.  Projektowane przepisy art. 7a ust. 3b wymagają doprecyzowania poprzez wskazanie, że energia elektryczna będzie zużywana wyłącznie **na** **potrzeby** **własne** podmiotu występującego o pozwolenie na budowę. Pozwoli to uniknąć sytuacji, gdy energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią wybudowaną bez zgody Prezesa URE jest odsprzedawana innym odbiorcom/podmiotom poprzez instalacje budynków należących do wnioskodawców (np. najem powierzchni).  Wątpliwości budzi także zasadność regulacji zaproponowanej w projektowanym art. 7a ust. 3d ustawy – Prawo energetyczne („Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej informuje Prezesa URE o każdorazowej zmianie parametrów linii bezpośredniej, o których mowa w ust. 3c, w terminie 14 dni od dnia jej wystąpienia.”), bowiem podmiot posiadający pozwolenie na budowę nie musi być tożsamy z podmiotem, który będzie eksploatował linię bezpośrednią. Dodatkowo warunki będące podstawą do ustalenia, że nie jest konieczne uzyskanie zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej, nie powinny ulegać zmianie. Przebudowa linii bezpośredniej będzie wymagać odrębnego pozwolenia na budowę i ponownej oceny czy są spełnione przesłanki warunkujące zwolnienie z ubiegania się o zgodę Prezesa URE na budowę (a więc także przebudowę) linii bezpośredniej.  Należy dodatkowo podkreślić, iż proponowane brzmienie art. 7a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne nakazującego Prezesowi URE publikację wykazu linii bezpośrednich jest w praktyce niewykonalne. Nie wskazano bowiem źródła pozyskiwania informacji, które mają być publikowane. W szczególności dane określone w projektowanym ust. 6 są niespójne z zakresem wskazanym w ust. 3c. Jednocześnie ust. 6 pkt 1 niniejszego artykułu nakazuje publikację w wykazie oznaczenia podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę. Zatem zachodzi pytanie kto przekazuje Prezesowi URE i na jakiej podstawie informację o wydaniu takiej decyzji. Samo uzyskanie pozwolenia na budowę nie oznacza, iż taka linia została wybudowana, zaś sama treść ust. 6 wskazuje na „wykaz linii bezpośrednich”.    Podnieść też należy, że ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej i bezpieczeństwo użytkowników systemu konieczna jest **każdorazowa** ocena operatora systemu dystrybucyjnego wpływu budowy linii bezpośredniej na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora. Powinno to również dotyczyć budowy linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a ust. 3b. Jednocześnie proponuje się wydłużenie okresu na dokonanie takiej oceny do 30 dni (14 dni wydaje się czasem niewystarczającym). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Proponujemy wydłużyć termin dla operatora systemu na przekazanie Prezesowi URE oceny wpływu budowy linii bezpośredniej na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z 14 dni na 60 dni. Zaproponowany termin jest zbyt krótki na dokonanie takiej oceny.  Proponujemy następującą redakcję art. 7a ust. 5 uPE:  *„5. Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 60 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.”*. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodania ust. 5a w art. 7a ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.  Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.  Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej.  Propozycja przepisu:  Dodanie w art. 7a ust. 5a:  *W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodania ust. 5a w art. 7a ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. *Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.*  Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.  Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej.  Dodanie w art. 7a ust. 5a:  *W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego*  *w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo*  *w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji,*  *o której mowa w ust. 3.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. *Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.*  Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.  Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej.  Dodanie w art. 7a ust. 5a:  *W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego*  *w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo*  *w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji,*  *o której mowa w ust. 3.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. *Przed udzieleniem zgody,*  *o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.*  Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.  Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej.  Dodanie w art. 7a ust. 5a:  *W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego*  *w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo*  *w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji,*  *o której mowa w ust. 3.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. *Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.*  Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.  Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej.  Dodanie w art. 7a ust. 5a:  *W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:  1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej  art. 7a ust. 7  Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:  1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;  2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;  3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym  i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”.  Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  Propozycja przepisu:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią*  *art. 7a ust. 7*  *Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:*  *1) utrzymania linii bezpośredniej;*  *2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu*  *Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie* ***podmiotu posiadającego pozwolenie*** *na budowę linii bezpośredniej*  art. 7a ust. 7  ***Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej*** *jest obowiązany do:*  *1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;*  *2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.*  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”.  Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  Propozycja przepisu:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie~~*  *~~na budowę linii bezpośredniej~~*  ~~art. 7a ust. 7~~  *~~Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:~~*  *~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~*  *~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~*  *~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej~~*  *~~i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~*  lub  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią*  art. 7a ust. 7  *Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:*  *1) utrzymania linii bezpośredniej;*  *2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Grupa Azoty | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:  1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie  na budowę linii bezpośredniej  art. 7a ust. 7  Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:  1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;  2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;  3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. zapewnienie ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał, a tym bardziej zapewniał ciągłość dostaw oraz odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane  w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  Z tego względu proponujemy zmianę redakcji. Proponujemy też rozważenie, czy nie należałoby rozważyć wyłączenia od publikacji w internecie dla linii bezpośrednich stanowiących element infrastruktury krytycznej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie* ***podmiotu posiadającego pozwolenie*** *na budowę linii bezpośredniej*  art. 7a ust. 7  ***Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej*** *jest obowiązany do:*  *1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;*  *2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.*  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. zapewnienie odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  Propozycja przepisu art. 7a ust. 6:  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie~~*  *~~na budowę linii bezpośredniej~~*  ~~art. 7a ust. 7~~  *~~Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:~~*  *~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~*  *~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~*  *~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej~~*  *~~i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~*  lub  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią*  art. 7a ust. 7  *Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:*  *1) utrzymania linii bezpośredniej;*  *2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6  *6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;*  *3) lokalizację linii bezpośredniej;*  *4) długość linii bezpośredniej;*  *5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.*  W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy  z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.  W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię.  Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 7  *7. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6  *6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;*  *3) lokalizację linii bezpośredniej;*  *4) długość linii bezpośredniej;*  *5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.*  W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.  W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię.  Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a  *6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 6a do  ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6  *6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;*  *3) lokalizację linii bezpośredniej;*  *4) długość linii bezpośredniej;*  *5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.*  W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy  z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.  W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię.  Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a  *6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 6a do  ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6  *6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;*  *2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;*  *3) lokalizację linii bezpośredniej;*  *4) długość linii bezpośredniej;*  *5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.*  W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.  W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię.  Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a  *6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie* ***podmiotu posiadającego pozwolenie*** *na budowę linii bezpośredniej*  art. 7a ust. 7  ***Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej*** *jest obowiązany do:*  *1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;*  *2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.*  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym  i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią  na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, **etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji** i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane  w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”.  Jednym z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie  na budowę linii bezpośredniej~~*  ~~art. 7a ust. 7~~  *~~Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:~~*  *~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~*  *~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~*  *~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~*  lub  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią*  art. 7a ust. 7  *Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:*  *1) utrzymania linii bezpośredniej;*  *2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Zgodnie z dodawanymi:  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie* ***podmiotu posiadającego pozwolenie*** *na budowę linii bezpośredniej*  art. 7a ust. 7  ***Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej*** *jest obowiązany do:*  *1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;*  *2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.*  Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333).  Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym  i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym.  Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.  Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.  Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał  i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.  Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu.  Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach.  Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym  w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”.  Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią.  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie  na budowę linii bezpośredniej~~*  ~~art. 7a ust. 7~~  *~~Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:~~*  *~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~*  *~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~*  *~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~*  lub  art. 7a ust 6  *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:*  *1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią*  art. 7a ust. 7  *Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:*  *1) utrzymania linii bezpośredniej;*  *2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;*  *3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 6a do  ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Zgodnie z dodanym art. 7a ust. 6  6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:  1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;  2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;  3) lokalizację linii bezpośredniej;  4) długość linii bezpośredniej;  5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.  W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.  W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię.  Propozycja przepisu:  Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a  *6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | PTPiREE | Zapisy powinny eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będąc przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy.  Propozycja zmiany:    *8. Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2.****, przy czym*** *e****nergia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Zapisy powinny eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będąc przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy.  Propozycja zmiany:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2.****, przy czym*** *e****nergia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Przepis powinien eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będący przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci, pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy.  Propozycja zmian:  Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Przepis powinien eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będący przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci, pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy.  Propozycja zmian:  Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., **przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Propozycja zmian:  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy  art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne | KGHM Polska Miedź | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Propozycja przepisu:  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości 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). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną).  Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu:  art. 7a ust. 10:  *Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Proponowany przepis umożliwia Prezesowi URE ingerencję w zawarte umowy pomiędzy dwoma przedsiębiorstwami energetycznymi, co może prowadzić do ryzyka nierównoprawnego traktowania jednego sprzedawcy w stosunku do pozostałych sprzedawców posiadających zawarte umowy z operatorem. Stąd przypadki tej ingerencji winny być ściśle określone i precyzyjnie zdefiniowane. Zatem proponujemy korektę pkt. 3) w ust. 3 poprzez ściśle zdefiniowanie przypadku, w którym Prezes URE może zobowiązać strony do zmiany umowy.  Proponuje się następującą redakcję art. 8 ust. 3 pkt. 3) uPE:  *„3) umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1.”*. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy  w zakresie dodawanego ust. 3 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Projektowany przepis (art. 8 ust. 3) w nadmierny sposób ingeruje w działalność przesyłową OSP gazowego i elektroenergetycznego.  W pierwszej kolejności należy wskazać, że projektowany przepis błędnie zrównuje sytuację OSP gazowego i elektrycznego (w zakresie pozycji rynkowej, funkcji oraz obowiązków i regulacji) z sytuacją OSD, którzy mają możliwość prowadzenia obok działalności dystrybucyjnej, również działalności obrotowej, co może ewentualnie prowadzić do utrudniania konkurencji w ramach sieci dystrybucyjnej danego OSD. OSP, zgodnie z przepisami prawa, nie może łączyć funkcji operatora z działalnością obrotową. Ponadto, zgodnie z zasadą TPA, OSP jest obowiązany zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych świadczenie usług przesyłania na zasadzie równoprawnego traktowania na zasadach i w zakresie określonym w ustawie. Tym samym zrównanie działalności OSP z działalnością OSD, którzy mających możliwość prowadzenia działalności obrotowej jest niezrozumiałe.  Ponadto, należy podkreślić, że działalność i funkcjonowanie OSP podlega najszerszej regulacji w zakresie swojej działalności ze wszystkich podmiotów funkcjonujących w sektorze gazu (oraz sektorze elektroenergetycznym). Działalność OSP jest regulowana zarówno przez przepisy krajowe (ustawa Prawo energetyczne, rozporządzenia wykonawcze, koncesja, IRiESP, taryfa), jak i przepisy unijne nałożone bezpośrednio na operatorów systemów przesyłowych (rozporządzenie 715/2009, kodeksy sieci, rozporządzenie REMIT). OSP są zobowiązani do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Jednocześnie podmioty, o których jest mowa w uzasadnieniu do projektowanego przepisu, takiego obowiązku nie posiadają (art. 9g ust. 8a).  Wskazać również należy, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (oraz zatwierdzoną IRiESP) każdy odbiorca końcowy przyłączony do sieci przesyłowej ma prawo do zmiany sprzedawcy w określonych ramach prawnych i terminach, które jest w pełni realizowane przez OSP w każdym przypadku oraz podlega szczegółowemu monitorowaniu przez Prezesa URE (OSP przekazuje Prezesowi URE, co kwartał ankietę z pełnym podsumowaniem informacji w tym zakresie).  Dodatkowo, w ramach niniejszej nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne, projektodawca planuje wprowadzenie obowiązkowego wzorca umowy na świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego. Należy przy tym wskazać, że wzorzec umowy jest od lat stosowany przez OSP wobec wszystkich podmiotów, którzy ubiegają się o zawarcie umowy na świadczenie usług przesyłowych. Należy podkreślić, że OSP gazowy jako jedyny ma być zobowiązany do stosowania takiego wzorca, co jednoznacznie wskazuje, że nie powinien być objęty proponowanym przepisem.  Ostatecznie należy wskazać, że przyznanie organowi administracyjnemu kompetencji do dowolnego kształtowania relacji umownych pomiędzy uczestnikami rynku gazu (na wniosek jednej strony bądź z urzędu) jest nadmierną ingerencją w zasadę niezależności OSP. Prezes URE posiada szereg narzędzi pozwalających na monitorowanie i kształtowanie zasad funkcjonowania rynku gazu w Polsce, w tym.in. obowiązek koncesyjny, obowiązek zatwierdzania instrukcji wobec niektórych operatorów, w tym OSP, obowiązek taryfowy, możliwość wezwania do przekazanie wszelkich informacji w zakresie prowadzonej działalności, bądź szeroki zakres sankcji (nakładanie kar).  Propozycja zmian:  w art. 8 ust. 3 otrzymuje brzmienie:  „3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zobowiązać strony umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego do jej zmiany, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, w przypadkach uzasadnionych koniecznością:  1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych lub  2) równoważenia interesów stron tej umowy lub  3) podejmowania innych działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | rt.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 3rt.art. 8 u–tawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Proponuje się by zakres przedmiotowy nowego uprawnienia był adekwatny do potrzeb, które określane są przez cel, który Prezes URE ma osiągnąć.    Zasadne jest by interwencja Prezesa URE dotyczyła wyłącznie realizacji wskazanego w ust. 3 celu, tj. umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora.    Sytuacja ta nie występuje w sieci OSP, gdyż model rynku nie zakłada zawierania umów kompleksowych sprzedaży energii elektrycznej w sieci przesyłowej.    Odbiorca końcowy w sieci OSP posiada zawsze umowy rozdzielone tj. umowę transportową oraz umowy sprzedaży energii elektrycznej na każdy z okresów rozliczenia niezbilansowart..  Art. 8 ust. 3 otrzymuje brzmienie:    3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zobowiązać strony umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego do jej zmiany, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, w przypadkach uzasadnionych koniecznością:  1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych lub  2) równoważenia interesów stron tej umowy lub  3) podejmowania innych działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 3 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Przewidziana w projektowanej regulacji kompetencja Prezesa URE ingeruje w swobodę zawierania umów; dodatkowo należy zaznaczyć, że możliwość działania Prezesa URE z urzędu będzie wymagała stałego monitorowania rynku w zakresie tzw. GUD, co w sposób trudny do oszacowania zwiększy obciążenie URE. Z tego względu proponuje się ograniczyć kompetencję Prezesa URE do żądania zmiany umów GUD do działania wyłącznie na wniosek strony. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | np.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. np. art. 8–ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się regulacje dotyczące obowiązku organu do udzielania odpowiedzi na skargi odbiorców końcowych przenieść do osobnej jednostki redakcyjnej. „Zawiadomienia dotyczące podejrzenia naruszenia obowiązków” nie są związane z kompetencją Prezesa URE dotyczącą rozstrzygania sporów. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanenp.ust. 3 – art. 8 ustawy - Prawo energetyczne | Pracodawcy RP | Należy zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku braku akceptacji po stronie sprzedawcy, zmienionych zapisów umowy o świadczenie usług dystrybucji, przy jednoczesnym zobowiązaniu przez URE do ich stosowania przez strony, to możemy mieć do czynienia z przypadkiem stosowania wobec tej samej gp.py odbiorców (np. w jednej grupie taryfowej) różnych wzorców umów. Rozumiemy, że założeniem projektowanego przepisu jest dążenie do eliminowania z rynku postanowień umów: nie zapewniających ochrony interesów stron, nie równoważących interesów jednej ze stron umów czy mających negatywny wpływ na kształtowanie się/ ochronę konkurencji rynku energii elektrycznej. Rozumiemy w tym procesie rolę URE, natomiast zobowiązywanie przedsiębiorstw do kształtowania wzorców umów zgodnych z prawem konkurencji są przede wszystkim po stronie UOKiK (decyzje UOKIK również mają charakter prewencyjny). Tak duża interwencja URE w kształtowaniu stosunków między stronami umowy dystrybucyjnej, może mieć negatywny wpływ na rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce.  Postulat: proponujemy taką zmianę przepisu, aby jego interpretacja nie powodowała konieczności obowiązywania różnych wzorców umów w zakresie świadczenie usług dystrybucyjnych dla tej samej grupy odbiorców taryfowych. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 5 pkt 5 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Doprecyzowania wymaga dodawany do art. 9 ust. 5 pkt 5), w którym wskazuje się „dane identyfikujące odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie”- jako elementu zawiadomienia w sprawie podejrzenia naruszenia obowiązków operatora określonych w ustawie. Wskazać należy jakie konkretnie dane osobowe należy podawać w zgłoszeniu. Brak takiej regulacji może prowadzić do zamieszczania zbędnych lub nadmiarowych danych osobowych, co nie jest zgodne z zasadą minimalizacji danych. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy  w zakresie dodawanego ust. 5 pkt 5 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Doprecyzowania wymaga dodawany do **art. 9 ust. 5 pkt 5)**, w którym wskazuje się  „dane identyfikujące odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie”- jako elementu  zawiadomienia w sprawie podejrzenia naruszenia obowiązków operatora określonych  w ustawie. Wskazać należy jakie konkretnie dane osobowe należy podawać  w zgłoszeniu. Brak takiej regulacji może prowadzić do zamieszczania zbędnych lub  nadmiarowych danych osobowych, co nie jest zgodne z zasadą minimalizacji danych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Projektodawca pozostawia do decyzji zgłaszającego zawiadomienie jakie dane chce przekazać organowi regulacyjnemu. Brak podania jakichkolwiek danych nie wyklucza również podjęcia działań przez organ – może jedynie wpłynąć na przekazanie informacji zwrotnej co do sposobu załatwienia sprawy. Natomiast kwestia sposobu przetwarzania danych leży po stronie Inspektora Danych Osobowych Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Uzasadnienie:  Brzmienie ust. 6 nakłada krótki termin dla Prezesa URE na rozpatrzenie zawiadomienia. OSD jest głównym uczestnikiem tego postępowania, dlatego wpisanie terminu na udzielenie wyjaśnień przez OSD będzie zasadne i zgodne z zasadą niedyskryminacji będącą podstawą dyrektywy 2019/944.  Propozycja zmiany brzmienia poprzez dodanie nowego ust. 5a:  *5a.* ***W trakcie rozpatrywania zawiadomienia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,******termin na udzielenie wyjaśnień przez operatora systemu elektroenergetycznego wynosi 30 dni****.*  *6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 4, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia.**W sprawie szczególnie skomplikowanej termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie terminu wskazanego w zdaniu drugim wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.”;* | **Uwaga nieuwzględniona**  Prezes URE ma możliwość wzywania do udzielenia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Proponowana regulacja jest zbędna. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne | Energa S.A. | Proponuje się dodanie skorygowanej treści ust 6 do projektu ustawy:  6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 4, informację na piśmie  o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. Termin na udzielenie wyjaśnień przez operatora systemu, w trakcie rozpatrywania zawiadomienia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wynosi 30 dni. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie terminu wskazanego w zdaniu drugim wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.”;    Uzasadnienie:  Zapis dotychczasowy nakłada krótki termin na PURE. OSD jest głównym uczestnikiem tego postępowania, dlatego wpisanie terminu na udzielenie wyjaśnień przez OSD będzie zasadne i zgodne  z zasadą niedyskryminacji będącą podstawą dyrektywy 2019/944 | **Uwaga nieuwzględniona**  Prezes URE ma możliwość wzywania do udzielenia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Proponowana regulacja jest zbędna. |
|  | Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 3-6 ustawy - Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Przepis wprowadza możliwość arbitralnej ingerencji organu administracyjnego w treść stosunku cywilno-prawnego przy bardzo nieprecyzyjnych przesłankach. Organ administracyjny ma na jego podstawie kształtować stosunek cywilnoprawny pomiędzy niezależnymi podmiotami.  Zobowiązanie przez PURE stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii do jej zmiany powinno być możliwe tylko po przeprowadzeniu wnikliwego postępowania, w wyniku którego stwierdzony zostanie naruszenie obowiązujących przepisów. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | rt.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanert.art. 8 ust. 3-6 u–tawy - Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Przepis wprowadza możliwość arbitralnej ingerencji organu administracyjnego w treść stosunku cywilno-prawnego przy bardzo nieprecyzyjnych przesłankach. Organ administracyjny ma na jego podstawie kształtować stosunek cywilnoprawny pomiędzy niezależnymi podmiotami.  Zobowiązanie przez PURE stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii do jej zmiany powinno być możliwe tylko po przeprowadzeniu wnikliwego postępowania, w wyniku którego stwierdzony zostanie naruszenie obowiązujących przepisów. | **Uwaga nieuwzględniona**  Regulacja została usunięta z projektu. |
|  | Art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń o których mowa w Art. 5b3 pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia Art. 5a1 . ust 2 i 4  Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL.  Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD. |
|  | Art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń o których mowa w Art. 5b3 pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia Art. 5a1 . ust 2 i 4  Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL.  Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD. |
|  | art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń, o których mowa w art. 5b3 pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia art. 5a1 ust. 2 i 4.  Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL.  Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD. |
|  | art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy  w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń, o których mowa w art. 5b3 pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia art. 5a1 ust. 2 i 4.  Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL.  Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD. |
|  | art. 1 pkt 12 lit. a tiret trzeci projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja dodania lit. c | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Proponuje się dodanie lit. c wskazującej na rozliczenia z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy, które będą prowadzone przez OSP.  Propozycja brzmienia przepisu:  9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, zdolności przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających:  a) ze świadczenia usług bilansujących oraz bilansowania handlowego,  b) z zarządzania ograniczeniami systemowymi,  c) z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy; | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. a tiret piąte projektu ustawy  w zakresie dodawanego art. 9c ust. 2 pkt 20 ustawy  Prawo energetyczne | Urząd Ochrony Danych Osobowych | W odniesieniu art. 9c ust. 2 pkt 20) organ nadzorczy docenia intencję Projektodawcy wdrożenia przepisów zapewniających prawidłowe zarządzenie danymi osobowymi. Jednakże rozważenia wymaga wprowadzenie bardziej konkretnych rozwiązań, określających prawa i obowiązki w tym zakresie - mocą przepisów ustawy – Prawo energetyczne. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja ma za zadanie wskazać jedynie ramy prawne, do których przestrzegania jest zobowiązany operator systemu. Konkretne rozwiązania w obszarze ochrony danych, w tym w szczególności kwestie związane z ich ochroną leżą w gestii Inspektora Ochrony Danych, którego obowiązkiem jest zapewnienie zgodności sposobu w jaki przetwarza się dane osobowe na podstawie wewnętrznych polityk oraz regulaminów z przepisami powszechnie obowiązującymi |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. b tiret 1 projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepis odwołuje się do zdefiniowanego na gruncie ustawy pojęcia „równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię”, podczas gdy pojęcie to jest wykorzystywane na potrzeby bilansowania i prowadzenia ruchu sieciowego. Propozycja zmian jest wzorowana na analogicznym przepisie znajdującym się w zakresie odpowiedzialności OSP.  Propozycja brzmienia:  3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu zaspokajania przyszłych, uzasadnionych potrzeb w zakresie usług dystrybucji; | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. b tiret czwarty projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja zmiany terminologii:  6) zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. b projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja dodania pkt 9b | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych | Proponujemy dodanie przepisu zapewniającego wytwórcom i odbiorcom energii możliwość montowania urządzeń służących do zdalnego dostępu do danych pomiarowych rejestrowanych przez liczniki należące do OSD.  Urządzenia służące do odczytu danych za pomocą optozłączy umożliwiają bez żadnego wpływu na działanie licznika energii bieżące monitorowanie przepływów energii elektrycznej pobranej i oddanej do sieci. Zarówno odbiorca końcowy, jak i wytwórca energii powinien mieć prawo do stałego dostępu do tych danych. Urządzenia dokonujące odczytu danych za pomocą optozłączy dają możliwość wytwórcom i odbiorcom energii korzystanie z tego prawa, a jednocześnie wpisują się w nowe regulacje unijne i krajowe.  Rozwiązanie to uprości funkcjonowanie spółdzielni energetycznych, klastrów i innych obywatelskich społeczności energetycznych, oraz da wytwórcom energii narzędzie do zaistnienia w nowych obszarach rynkowych.  W art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne dodać pkt 9b w brzmieniu:  „9b) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez wytwórców i odbiorców przyłączonych do sieci poprzez umożliwienie odczytu danych pomiarowych za pomocą optozłączy;” | **Uwaga została uwzględniona na etapie prac nad projektem rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego**.  Zgodnie z pkt. 7.3. do załącznika I:  *Licznik zdalnego odczytu powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne do komunikacji lokalnej:*  *optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje, w tym w normie PN-EN 62056-21,*  Ponadto, zgodnie z Art. 11zc. 1. Ustawy – Prawo energetyczne *operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:*  *1)* ***użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym*** *odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą,* |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego *„Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące* ***operatorów systemów przesyłowych*** *i* ***właścicieli systemów przesyłowych****”* i brzmiącego *„W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby* ***właściciel systemu przesyłowego*** *oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.”*. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (np. dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook - CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU –Electricity - 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających.  Proponuje się usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej słów „lub dystrybucyjnej”, jak zaproponowano niżej:    *4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | TAURON Polska  Energia | Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego „Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych” i brzmiącego „W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.”. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (np. dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook - CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU –Electricity - 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających.  Proponujemy usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej sformułowania jak niżej:  4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego *„Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące* ***operatorów systemów przesyłowych*** *i* ***właścicieli systemów przesyłowych****”* i brzmiącego *„W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby* ***właściciel systemu przesyłowego*** *oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.”*. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (art. dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook – CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU –Electricity – 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających.  Proponujemy usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej sformułowania jak niżej:  *4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Propozycja zawarta w tym artykule wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”.  Propozycja przepisów:  4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, **w zakresie który ograniczałby swobodę operatora systemu do podejmowania niezależnych decyzji w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozbudowy sieci w ramach planu inwestycyjnego,** w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Celem niniejszej propozycji jest zrównanie statusu właściciela sieci dystrybucyjnej z właścicielem sieci przesyłowej w zakresie standardu dotyczącego wymiany informacji ze szczególnym uwzględnieniem zakazu korzystania ze wspólnych służb. Należy przy tym zwrócić uwagę, że jest to propozycja zbyt daleko idąca w kontekście rynku gazu.  Omawiana regulacja jest uzasadniona wyłącznie w kontekście właściciela sieci przesyłowej zgodnie z dotychczasową praktyką. Zgodnie bowiem z art. 16 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Zgodnie z tym przepisem, rzeczywiście właściciel systemu przesyłowego został zobowiązany do niekorzystania ze wspólnych służb takich, jak obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.  Podkreślić należy, że analogiczne wymogi nie zostały na poziomie prawa unijnego sformułowane w stosunku do właścicieli systemów dystrybucyjnych gazowych. Oznacza to, że w zakresie dopuszczalnym innymi regulacjami prawnymi, możliwe jest korzystanie w ramach grupy kapitałowej z usług wspólnych współdzielonych przez właściciela sieci dystrybucyjnej oraz innych spółek z grupy kapitałowej. Wprowadzenie projektowanej zmiany może efektywnie doprowadzić do ograniczenia, a nawet wyłączenia możliwości korzystania z tzw. centrum usług wspólnych.  **Projektowana zmiana doprowadzi do traktowania właściciela wybranych odcinków sieci dystrybucyjnej w sposób analogiczny do operatorów systemu magazynowania lub dystrybucyjnego, którzy z uwagi na objęcie zakresem art. 9c nie mają możliwości korzystania z centrum usług wspólnych w sposób analogiczny do innych spółek z grupy kapitałowej.**  Potraktowanie w sposób analogiczny właściciela sieci dystrybucyjnej może doprowadzić do utraty racjonalności dalszego funkcjonowania centrum usług wspólnych, co wygeneruje dodatkowe koszty.  Ponadto, proponowane zmiany wprowadzą szereg problemów natury organizacyjnej związanych z obiegiem informacji wewnątrz grupy kapitałowej. Był on realizowany w pełnej zgodzie z innymi aktami prawnymi regulującymi niniejszą materię, ale ujęcie właściciela sieci dystrybucyjnej na liście podmiotów zobowiązanych do utrzymywania „chińskich murów” gwałtownie obniży efektywność przyszłej współpracy.  **Mając powyższe na uwadze, w pełni uzasadniona jest rezygnacja z proponowanej zmiany dotyczącej rozszerzenia zakresu stosowania „chińskich murów” przewidzianych w art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego do właścicieli sieci dystrybucyjnych. Jako rozwiązanie alternatywne proponujemy zawężenie niniejszej regulacji do właścicieli systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.**  Art. 1, pkt 12  c) ust. 4a otrzymuje brzmienie:  *4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponowany przepis ustanawia ograniczenia wykonywania uprawnień właścicielskich przez podmiot dominujący w stosunku do OSD, czyli na funkcjonowanie OSD w grupie kapitałowej. Powoduje to m.in. brak możliwości optymalizacji / redukcji kosztów niektórych obszarów działalności OSD poprzez wykorzystanie efektu skali wynikającego z funkcjonowania danego OSD w grupie kapitałowej, co przekłada się na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.  Uniemożliwia też wykorzystanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządem oraz wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych aktywów.  Zwracamy uwagę, że centra usług wspólnych są powszechną praktyką w strukturach dużych grup kapitałowych. Wspólne rozwiązania wypracowane w obszarach działalności niekoncesjonowanej w żadnym wypadku nie rzutują na niezależność OSD. Stosowanie rozwiązań wspólnych w wybranych obszarach działalności spółek przyczynia się do obniżenia kosztów działalności OSD i usprawnia realizację procesów, co jest korzystne także dla odbiorców.  W kontekście unbundlingu specyfika działania OSP, odpowiadającego za sieci najwyższych napięć oraz całość (lub część) danego (w ramach Unii Europejskiej) krajowego systemu przesyłowego, różni się istotnie od działalności OSD skoncentrowanej głównie na sieciach z bezpośrednim kontaktem z odbiorcą końcowym i dlatego prawo unijne nie zdecydowało się wprowadzić takich rozwiązań jak w przypadku OSP na poziomie sieci dystrybucyjnej.  Rozszerzające rozumienie zasady unbundlingu może doprowadzić do bezcelowego dublowania kosztów działalności OSD oraz zaprzepaszczenie korzyści skali w ramach grupy. To z kolei może przełożyć się na (także nieuzasadniony) wzrost kosztów funkcjonowania OSD, co będzie skutkować wzrostem stawek opłat w taryfie dystrybucyjnej.  Projektowana regulacja wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”.  Wymaga wyjaśnienia, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie zakazuje operatorom systemów dystrybucyjnych realizacji przedsięwzięć w zakresie centralizacji usług, wraz z innymi spółkami należącymi do grup kapitałowych w skład w których wchodzi OSD. Prezes URE podkreśla jedynie, że przy tych działaniach operator winien kierować się zasadą niezależności, transparentności i przejrzystości w podejmowaniu decyzji, w szczególności, operator powinien być w stanie każdorazowo udowodnić rynkowy i niedyskryminacyjny charakter swoich decyzji w zakresie centralizacji obszaru usług i zakupów.  Należy podkreślić, iż aktualnie obowiązujący art. 9c ust. 4a zd. 2 stanowi implementację art. 41 ust. 1 dyrektywy 2019/944/UE. Przedmiotowa dyrektywa nie zawiera jednak analogicznych ograniczeń (zakaz wspólnych służb) w odniesieniu do właściciela sieci dystrybucyjnej. To powoduje, że proponowana regulacja wykracza poza ramy dyrektywy 2009/72.  Z uwagi na powyższe postulujemy odstąpienie od projektowanej regulacji. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Proponowany przepis ustanawia ograniczenia wykonywania uprawnień właścicielskich przez podmiot dominujący w stosunku do OSD, czyli na funkcjonowanie OSD w grupie kapitałowej. Powoduje to m.in. brak możliwości optymalizacji / redukcji kosztów niektórych obszarów działalności OSD poprzez wykorzystanie efektu skali wynikającego z funkcjonowania danego OSD w grupie kapitałowej, co przekłada się na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.  Uniemożliwia też wykorzystanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządem oraz wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych aktywów.  Zwracamy uwagę, że centra usług wspólnych są powszechną praktyką w strukturach dużych grup kapitałowych. Wspólne rozwiązania wypracowane w obszarach działalności niekoncesjonowanej w żadnym wypadku nie rzutują na niezależność OSD. Stosowanie rozwiązań wspólnych w wybranych obszarach działalności spółek przyczynia się do obniżenia kosztów działalności OSD i usprawnia realizację procesów, co jest korzystne także dla odbiorców.  W kontekście unbundlingu specyfika działania OSP, odpowiadającego za sieci najwyższych napięć oraz całość (lub część) danego (w ramach Unii Europejskiej) krajowego systemu przesyłowego, różni się istotnie od działalności OSD skoncentrowanej głównie na sieciach z bezpośrednim kontaktem z odbiorcą końcowym i dlatego prawo unijne nie zdecydowało się wprowadzić takich rozwiązań jak w przypadku OSP na poziomie sieci dystrybucyjnej.  Rozszerzające rozumienie zasady unbundlingu może doprowadzić do bezcelowego dublowania kosztów działalności OSD oraz zaprzepaszczenie korzyści skali w ramach grupy. To z kolei może przełożyć się na (także nieuzasadniony) wzrost kosztów funkcjonowania OSD, co będzie skutkować wzrostem stawek opłat w taryfie dystrybucyjnej.  Projektowana regulacja wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”.  Wymaga wyjaśnienia, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie zakazuje operatorom systemów dystrybucyjnych realizacji przedsięwzięć w zakresie centralizacji usług, wraz z innymi spółkami należącymi do grup kapitałowych w skład w których wchodzi OSD. Prezes URE podkreśla jedynie, że przy tych działaniach operator winien kierować się zasadą niezależności, transparentności i przejrzystości w podejmowaniu decyzji, w szczególności, operator powinien być w stanie każdorazowo udowodnić rynkowy i niedyskryminacyjny charakter swoich decyzji w zakresie centralizacji obszaru usług i zakupów.  Należy podkreślić, iż aktualnie obowiązujący art. 9c ust. 4a zd. 2 stanowi implementację art. 41 ust. 1 dyrektywy 2019/944/UE. Przedmiotowa dyrektywa nie zawiera jednak analogicznych ograniczeń (zakaz wspólnych służb) w odniesieniu do właściciela sieci dystrybucyjnej. To powoduje, że proponowana regulacja wykracza poza ramy dyrektywy 2009/72.  Z uwagi na powyższe postulujemy odstąpienie od projektowanej regulacji. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy  w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -  Prawo energetyczne | PGNiG | Wymiana informacji z właścicielem sieci dystrybucyjnej gazowej  Propozycja:  Zmiana art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego  4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, któremogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7  Uzasadnienie:  Celem niniejszej propozycji jest zrównanie statusu właściciela sieci dystrybucyjnej z właścicielem sieci przesyłowej w zakresie standardu dotyczącego wymiany informacji ze szczególnym uwzględnieniem zakazu korzystania ze wspólnych służb. Należy przy tym zwrócić uwagę, że jest to propozycja zbyt daleko idąca w kontekście rynku gazu.  Omawiana regulacja jest uzasadniona wyłącznie w kontekście właściciela sieci przesyłowej zgodnie z dotychczasową praktyką. Zgodnie bowiem z art. 16 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Zgodnie z tym przepisem, rzeczywiście właściciel systemu przesyłowego został zobowiązany do niekorzystania ze wspólnych służb takich, jak obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.  Podkreślić należy, że analogiczne wymogi nie zostały na poziomie prawa unijnego sformułowane w stosunku do właścicieli systemów dystrybucyjnych gazowych. Oznacza to, że w zakresie dopuszczalnym innymi regulacjami prawnymi, możliwe jest korzystanie w ramach grupy kapitałowej z usług wspólnych współdzielonych przez właściciela sieci dystrybucyjnej oraz innych spółek z grupy kapitałowej. Wprowadzenie projektowanej zmiany może efektywnie doprowadzić do ograniczenia, a nawet wyłączenia możliwości korzystania z tzw. centrum usług wspólnych.  Projektowana zmiana doprowadzi do traktowania właściciela wybranych odcinków sieci dystrybucyjnej w sposób analogiczny do operatorów systemu magazynowania lub dystrybucyjnego, którzy z uwagi na objęcie zakresem art. 9c nie mają możliwości korzystania z centrum usług wspólnych w sposób analogiczny do innych spółek z grupy kapitałowej. Potraktowanie w sposób analogiczny właściciela sieci dystrybucyjnej może doprowadzić do utraty racjonalności dalszego funkcjonowania centrum usług wspólnych, co wygeneruje dodatkowe koszty.  Ponadto, proponowane zmiany wprowadzą szereg problemów natury organizacyjnej związanych z obiegiem informacji wewnątrz grupy kapitałowej. Był on realizowany w pełnej zgodzie z innymi aktami prawnymi regulującymi niniejszą materię, ale ujęcie właściciela sieci dystrybucyjnej na liście podmiotów zobowiązanych do utrzymywania „chińskich murów” gwałtownie obniży efektywność przyszłej współpracy.  Mając powyższe na uwadze, w pełni uzasadniona jest rezygnacja z proponowanej zmiany dotyczącej rozszerzenia zakresu stosowania „chińskich murów” przewidzianych w art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego do właścicieli sieci dystrybucyjnych. Jako rozwiązanie alternatywne proponujemy zawężenie niniejszej regulacji do właścicieli systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy  w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne | PTPiREE | W projekcie zaproponowano wprowadzenie zapisu dotyczącego znaku towarowego OSD wraz z 12 miesięcznym okresem przejściowym na jego wprowadzenie. Zapis ten związany jest z implementacją dyrektywy 2019/944 (art. 35, ust. 3), jednakże należy zauważyć, że zapis w najnowszej wersji dyrektywy nie uległ zmianie w stosunku do jej poprzedniej wersji z roku 2009. Proponowane w projekcie sformułowanie „nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości” jest sformułowaniem na tyle ogólnym, że może powodować różne jego interpretacje. Temu przepisowi w Polsce będzie podlegać 5 największych OSD. Wydaje się, że obecnie wszyscy z nich spełniają proponowany wymóg, ponieważ stosowany przez nich znak towarowy odróżnia się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo co najmniej poprzez zastosowanie dodatkowego oznaczenia „operator” lub „dystrybucja”, które zapewnia odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednakże aby rozwiać ewentualne wątpliwości proponujemy doprecyzowanie tej kwestii.  Proponuje się zmianę przepisu jak niżej:    *4c. Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 286, 288 i 1086) operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.* ***Warunek, o którym mowa w zdaniu pierwszym jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element identyfikujący działalność operatora systemu dystrybucyjnego****. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust.7.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora. |
|  | Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy  w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | W projekcie zaproponowano wprowadzenie zapisu dotyczącego znaku towarowego OSD wraz z 12 miesięcznym okresem przejściowym na jego wprowadzenie. Zapis ten związany jest z implementacją dyrektywy 2019/944 (art. 35, ust. 3), jednakże należy zauważyć, że zapis w najnowszej wersji dyrektywy nie uległ zmianie w stosunku do jej poprzedniej wersji z roku 2009. Proponowane w projekcie sformułowanie „nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości” jest sformułowaniem na tyle ogólnym, że może powodować różne jego interpretacje. Temu przepisowi w Polsce będzie podlegać 5 największych OSD. Wydaje się, że obecnie wszyscy z nich spełniają proponowany wymóg, ponieważ stosowany przez nich znak towarowy odróżnia się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo co najmniej poprzez zastosowanie dodatkowego oznaczenia „operator” lub „dystrybucja”, które zapewnia odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednakże aby rozwiać ewentualne wątpliwości proponujemy doprecyzowanie tej kwestii.  Proponujemy zmianę przepisu jak niżej:  *4c. Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 286, 288 i 1086) operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Warunek, o którym mowa w zdaniu 1 jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element identyfikujący działalność operatora systemu dystrybucyjnego. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust.7.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora. |

1. Dane osobowe muszą być przetwarzane zgodnie z prawem, rzetelnie i w sposób przejrzysty dla osoby, której dane dotyczą ("zgodność z prawem, rzetelność i przejrzystość"). [↑](#footnote-ref-1)
2. Zgodnie z art. 5 RODO Dane osobowe muszą być:

   a) przetwarzane zgodnie z prawem, rzetelnie i w sposób przejrzysty dla osoby, której dane dotyczą ("zgodność z prawem, rzetelność i przejrzystość");

   b) zbierane w konkretnych, wyraźnych i prawnie uzasadnionych celach i nieprzetwarzane dalej w sposób niezgodny z tymi celami; dalsze przetwarzanie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych lub historycznych lub do celów statystycznych nie jest uznawane w myśl art. 89 ust. 1 za niezgodne z pierwotnymi celami ("ograniczenie celu");

   c) adekwatne, stosowne oraz ograniczone do tego, co niezbędne do celów, w których są przetwarzane ("minimalizacja danych");

   d) prawidłowe i w razie potrzeby uaktualniane; należy podjąć wszelkie rozsądne działania, aby dane osobowe, które są nieprawidłowe w świetle celów ich przetwarzania, zostały niezwłocznie usunięte lub sprostowane ("prawidłowość");

   e) przechowywane w formie umożliwiającej identyfikację osoby, której dane dotyczą, przez okres nie dłuższy, niż jest to niezbędne do celów, w których dane te są przetwarzane; dane osobowe można przechowywać przez okres dłuższy, o ile będą one przetwarzane wyłącznie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych lub historycznych lub do celów statystycznych na mocy art. 89 ust. 1, z zastrzeżeniem że wdrożone zostaną odpowiednie środki techniczne i organizacyjne wymagane na mocy niniejszego rozporządzenia w celu ochrony praw i wolności osób, których dane dotyczą ("ograniczenie przechowywania");

   f) przetwarzane w sposób zapewniający odpowiednie bezpieczeństwo danych osobowych, w tym ochronę przed niedozwolonym lub niezgodnym z prawem przetwarzaniem oraz przypadkową utratą, zniszczeniem lub uszkodzeniem, za pomocą odpowiednich środków technicznych lub organizacyjnych ("integralność i poufność"). [↑](#footnote-ref-2)