

## UZASADNIENIE

### 1. Wyjaśnienie potrzeby i celu wydania aktu normatywnego

Niniejszy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii obejmuje propozycje przepisów w zakresie przywrócenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej poprzez giełdy towarowe w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 1119), zwanej dalej „ustawą o giełdach towarowych”, lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (tzw. obligo giełdowe) oraz zwiększenia obliwa giełdowego na rynku wysokometanowego gazu ziemnego, a także nierynkowej redukcji OZE.

W zakresie obliwa giełdowego na rynku energii elektrycznej, proponowane zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, wynikają z licznych postulatów zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energochłonne oraz innych uczestników rynku, którzy wskazywali na potrzebę pilnego wdrożenia rozwiązań dla poprawienia warunków funkcjonowania polskiego przemysłu i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki. Ustawą z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 2370, z późn. zm.) zlikwidowano obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii oraz nominowanych operatorów rynku energii (NEMO), uzasadniając to dojrzałością rynku energii elektrycznej oraz potrzebą deregulacji w tym zakresie, tak aby przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie kształtowały swoje oferty sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej. Pożądany spadek cen energii elektrycznej okazał się jednak krótkotrwały. W następstwie całkowitego zniesienia obliwa giełdowego na energię elektryczną szereg podmiotów, szczególnie z sektora energochłonnego, zgłaszał trudności z zawieraniem umów. Z danych przedstawionych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że zniesienie obliwa giełdowego wpłynęło na spadek płynności rynku na kontraktach terminowych, które umożliwiają zabezpieczenie ryzyka na rynku detalicznym. W 2023 r., przy braku obliwa giełdowego, najwięksi wytwórcy oraz spółki obrotu ponad 70 % swojej sprzedaży i planowanego zakupu energii elektrycznej zakontraktowały pomiędzy sobą w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych, ograniczając dostęp do powyższej energii klientom zewnętrznym, co poskutkowało brakiem konkurencji na rynku hurtowym<sup>1</sup>. Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2024 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 131,7 TWh, co oznacza spadek o 10,7 % w stosunku do 2023 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 147,5 TWh<sup>2</sup>. Dla

---

<sup>1</sup> Dane przedstawione w opracowaniu Urzędu Regulacji Energetyki, Sprawozdanie z działalności prezesa URE 2023, str. 69, <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

porównania w 2022 r. całkowity wolumen transakcji zawartych w na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 141,4 TWh, co oznacza spadek o 37,2 %. W stosunku do 2021 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 225,2 TWh<sup>3</sup>. Wskazuje to na wyraźny trend spadkowy w zakresie wolumenu energii elektrycznej podlegającej obrotowi na TGE. Ponadto uwidocznił się problem związany z przeniesieniem ciężaru obrotu energią elektryczną z rynków terminowych na rynek spot, który charakteryzuje się trudnymi do przewidzenia wahaniami cen. Raport Towarzystwa Obrót Energiją<sup>4</sup> wskazuje, że mało płynny rynek terminowy powoduje brak transparentności handlowej, w tym brak wiarygodnego benchmarku cenowego zarówno w kontraktach bilateralnych na rynku pozagiełdowym (ang. OTC – *over the counter*), jak też w ofertach sprzedażowych dla odbiorców końcowych, może doprowadzić do nieoczekiwanego kierunku zmiany cen i mieć negatywny skutek dla uczestników rynku energii elektrycznej, w tym odbiorców końcowych, a także utrudnić działanie małych podmiotów na rynku. Najważniejszą funkcją obliga giełdowego jest zwiększenie podaży energii elektrycznej na giełdzie, płynności rynku i naturalnej konkurencji cenowej pomiędzy elektrowniami, aby oferowana cena była na tyle atrakcyjna by mogła znaleźć nabywcę i tym samym zostać wytworzona (obowiązek sprzedania energii za pośrednictwem giełdy dot. jedynie energii wytworzonej). Wpływa on również na minimalizowanie ryzyka występowania negatywnych zjawisk rynkowych, w tym możliwości wykorzystania dominującej pozycji na rynku i pozwala na lepsze odzwierciedlenie realnych kosztów jej wytworzenia. Ten sposób mitygacji ryzyka wpływania przez uczestników posiadających silną pozycję rynkową na ceny energii elektrycznej jest kluczowym czynnikiem dla zapewnienia bezpieczeństwa rynkowego oraz ochrony interesów odbiorców. Jest to obszar, który może wspierać wzmocnienie równowagi na rynku energii elektrycznej, co w konsekwencji może przyczynić się do poprawy warunków funkcjonowania gospodarki, w tym przedsiębiorstw energochłonnych, dla których koszty energii elektrycznej i jej dostępność jest kluczowym czynnikiem.

W odniesieniu do sektora gazu ziemnego czynnikiem negatywnie wpływającym na prawidłowe funkcjonowanie mechanizmów rynkowych na krajowym rynku gazu ziemnego jest relatywnie niski poziom obliga giełdowego w stosunku do krajowej struktury rynku gazu ziemnego. Efektem aktualnego brzmienia przepisów w obszarze obowiązku odsprzedaży paliw gazowych za pomocą giełdy towarowej jest konkurencyjność krajowego rynku gazu ziemnego na niewystarczającym w odniesieniu do jego wielkości poziomie, co negatywnie przekłada się na cenę gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii w stosunku do ceny gazu ziemnego na innych europejskich giełdach. Ponadto, skutkiem takiego stanu rzeczy jest przeniesienie części obrotu gazem ziemnym, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, poza transparentny rynek giełdowy i sprzedaż paliw gazowych w ramach grup kapitałowych lub w oparciu o umowy dwustronne, w których często jedna z stron posiada znaczące

---

<sup>2</sup> Dane przedstawione w opracowaniu Urzędu Regulacji Energetyki, Sprawozdanie z działalności prezesa URE 2024, str. 75, <https://www.ure.gov.pl/download/9/15446/Sprawozdanie2024.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

<sup>3</sup> Dane przedstawione w opracowaniu Urzędu Regulacji Energetyki, Sprawozdanie z działalności prezesa URE 2022, str. 44, <https://www.ure.gov.pl/download/9/13743/Sprawozdanie2022.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

<sup>4</sup> Raport Towarzystwa Obrót Energiją z 21.02.2021 r. pt. „Analiza płynności hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem rynku giełdowego i obliga giełdowego”, <https://toe.pl/dokumenty/wybrane-dokumenty-2021/>

przewagi rynkowe, będące negatywnym skutkiem aktualnego otoczenia prawnego w tym obszarze.

Obecne brzmienie przepisów w obszarze kształtowania się konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce powodują trudności w ustaleniu realnych, rynkowych cen referencyjnych na krajowym rynku gazu ziemnego, co prowadzi do asymetrii cen gazu ziemnego, jakie zmuszeni są płacić krajowi odbiorcy w stosunku do odbiorców w innych państwach członkowskich. Fundamentalne znaczenie ma to dla odbiorców przemysłowych, w szczególności odbiorców działających w przemysłach energochłonnych, w których koszt gazu ziemnego ma znaczący wpływ na konkurencyjność przedsiębiorstw. W efekcie konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw działających w tych branżach znajduje się na niższym poziomie niż ich odpowiedników prowadzących działalność poza granicami państwa.

Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, na koniec 2024 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów<sup>5</sup> wobec 178 podmiotów<sup>6</sup> na koniec 2023 r. (85 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym, 100 przedsiębiorstw było nieaktywnych). Hurtowa sprzedaż gazu ziemnego w 2024 r. kształtowała się na poziomie 139,9 TWh. Największy udział w wolumenie obrotu gazem ziemnym w ramach obrotu hurtowego miała GK ORLEN (ponad 119,3 TWh), stanowiąc ok. 85 % całkowitego wolumenu hurtowego obrotu gazem ziemnym.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami odpowiednio RTG i OTF, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

W 2024 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE, w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136,9 TWh gazu ziemnego, natomiast za pośrednictwem rynku OTC dostarczono 25,0 TWh, po średnich cenach odpowiednio 247,03 zł/MWh oraz 190,30 zł/MWh. Dostawa 136,9 TWh gazu ziemnego w ramach realizacji transakcji giełdowych wobec zużycia gazu ziemnego przez odbiorców końcowych w ilości 193,6 TWh oznacza, że ok. 71 % gazu ziemnego zużytego przez odbiorców końcowych zostało im dostarczone w wyniku sprzedaży gazu ziemnego za pośrednictwem TGE.

Zgodnie z art. 49b ust. 1 i 3 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały nie mniej niż

---

<sup>5</sup> Informacja zgodnie ze „Sprawozdaniem z działalności Prezesa URE 2024”, str. 198, <https://www.ure.gov.pl/download/9/15446/Sprawozdanie2024.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

<sup>6</sup> Informacja zgodnie ze „Sprawozdaniem z działalności Prezesa URE 2023”, str. 194, <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

10 % sumy zdolności przesyłowych na punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw lub siecią gazociągów kopalnianych, lub terminalami skroplonego gazu ziemnego posiadają obowiązek sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany. Od 2016 r. (z wyłączeniem 2022 r. i 2023 r.) obowiązek sprzedaży wynosi 55 % wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwa za pośrednictwem wskazanych powyżej punktów. W latach 2013–2023 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego była spółka Orlen S.A. (która z dniem 2 listopada 2022 r. wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki PGNiG S.A.)<sup>7</sup>. Proponowane podwyższenie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii z poziomu 55 % do poziomu 85 % sprzyjać będzie budowie dojrzałego, płynnego i transparentnego rynku hurtowego gazu ziemnego w Polsce. Ponadto, projektowana zmiana zwiększy płynność krajowej giełdy gazu ziemnego zwiększając znaczenie mechanizmów rynkowych w kształtowaniu się cen gazu ziemnego w ofertach skierowanych do odbiorców końcowych.

W zakresie nierynkowego redysponowania jednostek OZE (zwanego dalej „nierynkową redukcją OZE”) należy wskazać, że ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1681, z późn. zm.) wprowadzono przepisy umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej: OSP) wydawanie poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Postępujący przyrost mocy z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) powoduje, że coraz częściej dochodzi do szybkich zmian podaży energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł OZE. Jednocześnie, bezpieczna praca KSE wymaga pracy określonej liczby sterowalnych i dyspozycyjnych jednostek wytwórczych pracujących niezależnie od warunków pogodowych. W rezultacie, wytwarzanie energii elektrycznej w jednostkach OZE oraz w jednostkach konwencjonalnych coraz częściej może przewyższać zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowych odbiorców i jej eksport do innych państw. Skutkiem tego jest niezbilansowanie KSE, które w przypadku jego niewyeliminowania zakłóciłoby bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. W okresach nadwyżki podaży energii elektrycznej ponad popyt, podstawowym środkiem równoważenia bilansu są środki rynkowe, tj. zasoby dostępne na rynku bilansującym energii elektrycznej. W przypadku, gdy środki rynkowe są niewystarczające do zbilansowania KSE, OSP stosuje środki interwencyjne bilansowania KSE, a jednym z nich jest nierynkowe redysponowanie źródeł OZE. Polega ono na zmniejszaniu generacji tych źródeł określonego przez OSP poziomu. Zgodnie z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r.

---

<sup>7</sup> Informacja zgodnie ze „Sprawozdaniem z działalności Prezesa URE 2024”, str. 203, <https://www.ure.gov.pl/download/9/15446/Sprawozdanie2024.pdf>, [dostęp: 29.09.2025].

w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”, w sytuacji, gdy operatorzy systemów elektroenergetycznych wydają polecenie ruchowe dotyczące zmiany (redukcji) wielkości energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki wytwórcze, na zasadach nierynkowych, wytwórcom energii przysługuje rekompensata odpowiadająca co najmniej wielkościom wskazanym w ww. przepisie. Obecnie obowiązujące zasady wyznaczania rekompensat za nierynkowe redysponowanie jest dostosowane do tzw. graficznych umów sprzedaży energii elektrycznej, w których rozliczenie pomiędzy wytwórcą a odbiorcą jest oparte o wolumen energii elektrycznej, który jest zgłoszony do OSP w dniu poprzedzającym dostawę energii elektrycznej na Rynek Dnia Następnego (RDN). W tym przypadku fakt wystąpienia nierynkowego redysponowania nie wpływa na proces rozliczenia pomiędzy wytwórcą a odbiorcą energii elektrycznej. Powyżej opisane rozwiązanie nie funkcjonuje w przypadku, gdy wytwórca i odbiorca energii elektrycznej zawarli kontrakt w postaci umowy PPA (*Power Purchase Agreement*), czyli długoterminowej umowy na dostawy energii elektrycznej. W szczególności dotyczy to tzw. umów licznikowych (*pay as produced*), które stanowią ok. 90 % umów PPA. W tym przypadku podstawą rozliczenia między stronami jest wolumen energii elektrycznej rzeczywiście wyprodukowanej i zmierzonej przez urządzenia pomiarowe. W przypadku wystąpienia nierynkowego redysponowania wytwórca ponosi stratę w pełnym zakresie energii niewyprodukowanej, która ze względu na brak zarejestrowania w urządzeniach pomiarowych nie podlega sprzedaży, a w konsekwencji rozliczeniu. Proponowana zmiana przepisów w zakresie nierynkowego redysponowania, w przypadku umów licznikowych ma na celu ograniczenie strat wytwórców energii elektrycznej w przypadku występowania nierynkowego redysponowania OZE.

## **2. Proponowane zmiany w ustawie – Prawo energetyczne**

Poniżej projektodawca przedstawia szczegółowy opis proponowanych zmian do ustawy – Prawo energetyczne:

### **1) Art. 1 pkt 1 w zakresie zmiany art. 9c**

W zakresie nierynkowego redysponowania źródeł OZE projektodawca dodał do art. 9c ustępy 7r–7za ustawy – Prawo energetyczne.

W ust. 7r projektodawca określa, że dla instalacji OZE, które mają zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy mające charakter instrumentu finansowego, w których podstawą rozliczenia jest ilość energii elektrycznej zarejestrowanej przez układy pomiarowo – rozliczeniowe, w przypadku wydania polecenia nierynkowego redysponowania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego dla tych instalacji OZE, podstawą rozliczenia za energię elektryczną jest energia zarejestrowana przez układy pomiarowo – rozliczeniowe powiększona o energię elektryczną niewyprodukowaną ze względu na wydane polecenie redysponowania przez operatora systemu elektroenergetycznego. W przypadku umów mających charakter instrumentu finansowego, w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U.

z 2024 r. poz. 722 z późn. zm.<sup>8</sup>) projektodawca zaproponował odwołanie się do szerokiego zakresu instrumentów finansowych niebędących papierami wartościowymi, aby objąć proponowaną regulacją szeroki zakres zawieranych umów.

W ust. 7s projektodawca zdefiniował pojęcie energii elektrycznej niewyprodukowanej, przez którą rozumie się energię elektryczną, która mogłaby zostać wygenerowana przez daną instalację OZE, gdyby dla tej instalacji OZE nie zostało wydane polecenie nierynkowego redysponowania. Ilość energii niewyprodukowanej wyznacza właściwy operator systemu elektroenergetycznego zgodnie warunkami określonymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej IRiESP) oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej IRiESD).

W ust. 7t projektodawca określił, że w celu zniwelowania niezbilansowania Podmiotu odpowiedzialnego za bilansowania (dalej POB) w ramach bilansowania handlowego danego POB uwzględniania jest również ilość energii niewyprodukowanej. Niezbilansowanie POB wynika z różnicy w ilości energii elektrycznej zakontraktowanej a wygenerowanej, w przypadku wydania przez operatora systemu elektroenergetycznego polecenia nierynkowego redysponowania dla danej instalacji OZE. Projektodawca jasno wskazał, że ust. 7t dotyczy również umów, o których mowa w ust. 7r, aby zapewnić przejrzystość i jednoznaczność przepisów w odniesieniu do wszystkich typów umów. Dodatkowo jasno doprecyzował, że wyznaczenie niezbilansowania odbywa się względem podmiotu odpowiedzialnego za niezbilansowanie, aby jasno określić, czyje niezbilansowanie jest przedmiotem regulacji.

Zgodnie z ust. 7u koszty wynikające z uwzględniania energii elektrycznej niewyprodukowanej przy wyznaczaniu niezbilansowania POB ponosi operator systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie nierynkowego redysponowania. Dodatkowo projektodawca jasno doprecyzował, że wyznaczenie niezbilansowania odbywa się względem podmiotu odpowiedzialnego za niezbilansowanie, aby jasno określić, czyje koszty związane z poleceniem operatora systemu elektroenergetycznego zostaną poniesione przez wydającego polecenie operatora systemu elektroenergetycznego.

W ust. 7v projektodawca ustalił, że zasady wyznaczania niezbilansowania oraz zasady rozliczeń pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, a operatorem systemu przesyłowego zostaną określone w Warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm. ), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”.

W ust. 7w określono, że w przypadkach wyznaczania niezbilansowania w sposób, o którym mowa w ust. 7t, rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 obejmuje wyłącznie przyznane wsparcie finansowe w ramach mechanizmów, o których mowa w art. 69a pkt 1 – 4a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz.

---

<sup>8</sup> Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2024 r. poz. 722 i 1863, z 2025 r. poz. 146, 820, 923, 1014, 1069 i 2016).

303, 759 i 1218), zwanej dalej ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, które jednostka wytwórcza lub magazyn energii elektrycznej otrzymałyby, gdyby nie wydano polecenia nierynkowego redysponowania. Przepisu tego nie stosuje się w przypadku umów, na podstawie których zakupu energii elektrycznej dokonuje sprzedawca zobowiązany wyznaczony zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Uzasadnieniem dla takiego wyłączenia jest fakt, że rekompensata finansowa odnosi się jedynie do wsparcia finansowego w ramach mechanizmów, o których mowa w art. 69a pkt 1 – 4a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i nie odnosi się do mechanizmu zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego.

W ust. 7x określono, że sposób ustalania ilości energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń za energię elektryczną, o którym mowa w ust. 7r stosuje się również dla wytwórców i posiadaczy magazynów energii elektrycznej, którym nie przysługuje wsparcie finansowe w ramach mechanizmów określonych w art. 69a pkt 1–4a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Uzasadnieniem, dla wprowadzenia tego przepisu jest fakt, że rozwiązanie zaproponowane w ust. 7r stosowane będzie niezależnie od uczestnictwa podmiotów w mechanizmach wsparcia, w tym w mechanizmach określonych w art. 69a pkt 1–4a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

W ust. 7y wskazano, że przepisy ust. 7r dotyczące ustalania ilości energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń za tę energię, obowiązują również w przypadku, kiedy zakupu energii elektrycznej dokonuje sprzedawca zobowiązany wyznaczony zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Przepis ten określa również, że w stosunku do sprzedawcy zobowiązanego stosuje się odpowiednio przepisy określone w art. 92 i 93 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

W ust. 7z projektodawca określił, że przepisy ust. 7r – 7y stosuje się również do instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 7 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne. Uzasadnieniem, dla wprowadzenia tego przepisu jest konieczność precyzyjnego określenia, że mechanizm rozliczenia wprowadzony przepisami ust. 7r–7y stosuje się także do podmiotów, o których mowa w art. 7 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z ust. 7za przepisów z ust. 7r – 7y nie stosuje się w przypadkach określonych w art. 9c ust. 7g i 7h, zgodnie z którymi rekompensata finansowa:

1. nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej;
2. nie przysługuje w przypadku ograniczenia mocy wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej w okresach doby w poszczególnych miesiącach roku, na

zasadach wskazanych w umowie o przyłączenie zgodnie z art. 7 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne.

## **2) Art. 1 pkt 2 w zakresie zmiany art. 23**

W związku z koniecznością egzekwowania i weryfikowania wywiązywania się z obowiązku przez podmioty, w art. 23 ust. 2 pkt. 4a projektodawca dodał przepis kompetencyjny dla Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o kontrolowaniu wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 49<sup>1</sup> ust. 1 i 4 oraz art. 49b ust. 5.

## **3) Art. 1 pkt 3 w zakresie zmiany art. 28**

W art. 28 dodaje się ust. 2a mówiący o tym, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 49<sup>1</sup> ust. 1 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wszystkie te uprawnienia muszą być wykonywane z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych, co znajduje odzwierciedlenie w brzmieniu niniejszego przepisu

## **4) Art. 1 pkt 4 w zakresie nowego art. 49<sup>1</sup>**

W ustawie – Prawo energetyczne projektodawca dodał art. 49<sup>1</sup>, wprowadzający obowiązek odsprzedaży 80 % wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych, z uwzględnieniem wszystkich form rynku regulowanego energii elektrycznej oraz nominowanych operatorów rynku energii (dalej „NEMO”) prowadzących działalność na terenie Polski. Od przedmiotowego obowiązku przewiduje się wyłączenia w przypadkach szczególnych, takich jak: sprzedaż energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy końcowego w modelu linii bezpośredniej przez wydzieloną jednostkę wytwórczą, która nie ma wpływu na krajowy system elektroenergetyczny, sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 10 MW lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 50 MW lub wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany wyższą niż 52,5 %, sprzedaż energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się jej wytwarzaniem lub niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie, sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w jednostce wytwórczej przyłączonej bezpośrednio do urządzeń lub instalacji odbiorcy końcowego zużywającego tę energię elektryczną lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, której operatorem wyznaczony został ten odbiorca końcowy lub sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej i dostarczonej w ramach tzw. rejestru PPA. Projektodawca przewidział również obowiązek, zgodnie z którym do 31 marca roku następnego, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do przedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdania z realizacji obowiązku w roku poprzednim.

## **5) Art. 1 pkt 5 w zakresie zmiany art. 49b**

W art. 49b ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia projektodawca zaproponował zmianę poziomu obliża giełdowego dla gazu ziemnego wysokometanowego z 55 % do poziomu 85 %.

#### **6) Art. 1 pkt 6 w zakresie zmiany art. 56**

W zakresie art. 56 uzupełniono przepis sankcyjny o obowiązki wynikające z wprowadzonego obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na towarowej giełdzie i poprzez NEMO, a także konieczności przedstawienia sprawozdania z realizacji obowiązków, o których mowa w dodawanym art. 49<sup>1</sup> ust. 4 i 49b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

### **3. Zmiany w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii**

W zakresie nierynkowego redysponowania źródeł OZE projektodawca wprowadził zmiany w zakresie art. 92 oraz 93, które wynikają z dodania do ustawy Prawo energetyczne w art. 9c ust. 7r–7y.

#### **1) Art. 2 pkt 1 w zakresie zmiany art. 92**

W art. 92 w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia projektodawca rozszerzył zakres obowiązków sprzedawcy zobowiązanego o zapłatę za energię elektryczną niewyprodukowaną, która została zdefiniowana w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne. Konieczność wprowadzenia tej zmiany wynika z dodania do art. 9c ustawy – Prawo energetyczne ust. 7y.

Projektodawca zaproponował również, że w przypadku wydania postanowienia o którym mowa w art. 88 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej z OZE wytworzonej w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW, po średniej cenie energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w art. 49<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne, zamieszczonej przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a, obowiązującej w poprzednim kwartale.

Projektodawca wprowadził zmianę brzmienia art. 92 ust. 11a poprzez rozdzielenie przepisów dotyczących przekazywania informacji do operatora rozliczeń energii odnawialnych przez operatora systemu gazowego oraz operatora systemu elektroenergetycznego. W ust. 11a określone zostały obowiązki operatora systemu gazowego w zakresie przekazywania danych do operatora rozliczeń energii odnawialnych dotyczących ilości biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu.

Projektodawca dodał do art. 92 ust. 11b, w którym określił, że operator systemu elektroenergetycznego przekazuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy – Prawo energetyczne operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz sprzedawcy zobowiązanemu w terminie:

a) 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, określone na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych, oraz

b) 25 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne, przez instalację odnawialnego źródła energii objętej obowiązkami, o których mowa w art. 93 ust. 1.

## **2) Art. 2 pkt 2 w zakresie zmiany art. 93**

W art. 93 ust. 1 pkt 1 projektodawca rozszerzył obowiązek dokumentacyjny o energię elektryczną niewyprodukowaną powstałą na skutek nierynkowego redysponowania źródeł OZE. Zmiana ta jest konsekwencją wprowadzenia zmian do ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dodania do art. 9c ust. 7r – 7y.

W art. 93 ust. 1 pkt 3a wprowadzono zmiany mające na celu uwzględnienie energii elektrycznej niewyprodukowanej o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne przy obliczaniu przez sprzedawcę zobowiązanego różnicy między wartością energii elektrycznej zakupionej na podstawie art. 92 ust. 1b, a wartością zakupu tej energii elektrycznej wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1.

W art. 93 ust. 1 pkt 4 wprowadzono zmianę poprzez określenie, że sprzedawca zobowiązany na obowiązek przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie:

a) 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1–3, za wyjątkiem informacji dotyczących energii elektrycznej niewyprodukowanej, o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii a wartością zakupu tej energii elektrycznej, wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem art. 74 ust. 2d, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, oraz informacji o korektach kwot wynikających ze sprawozdań za poprzednie miesiące w przypadku zaistniałej korekty danych o ilości wytworzonej energii elektrycznej;

b) do końca miesiąca po zakończeniu miesiąca sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt. 1 dotyczące energii elektrycznej niewyprodukowanej, o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda obliczonego jako iloczyn ceny zakupu o której mowa w pkt. 1 i ilości energii niewyprodukowanej, o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne, wykazanej w sprawozdaniu, oraz informacji o korektach kwot wynikających ze sprawozdań za poprzednie miesiące w przypadku zaistniałej korekty danych o ilości energii

elektrycznej niewyprodukowanej, o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne.

Do art. 93 po ust. 1 projektodawca dodał ust. 1a, w którym określił, że informacje o korektach, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. b, można złożyć nie później niż w terminie 90 dni po zakończeniu:

1) okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz

2) okresu wsparcia – w przypadku ostatniego niepełnego okresu trzech lat kalendarzowych

– o których mowa w art. 83 ust. 2. Korekty złożone po upływie terminu wskazanego w zdaniu pierwszym pozostawia się bez rozpatrzenia

W art. 93 ust. 13 projektodawca określił, że ilość energii elektrycznej wytworzonej w ciągu doby powiększona o ilość energii elektrycznej niewyprodukowanej, o której mowa w art. 9c ust. 7s ustawy – Prawo energetyczne, przewyższająca ilość energii elektrycznej, jaka mogłaby zostać wytworzona w tej instalacji przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z mocą przewyższającą maksymalną moc zainstalowaną czynną przy współczynniku mocy  $\cos\phi = 1$ , nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.

W art. 93 ust. 18 projektodawca wprowadził zmianę poprzez określenie, że wytwórca, o którym mowa a art. 93 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii w przypadku wydania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, informuje operatora, do którego sieci jest przyłączony, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w danym systemie wsparcia, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia. W przypadku nieprzekazania przez wytwórcę informacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia, zredukowana energia nie zostanie zaliczona do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu wsparcia.

Po ust. 18 dodany został ust. 18a, w którym określono, że operator systemu elektroenergetycznego informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu wsparcia, w przypadku wytwórców, o których mowa w ust. 2, w terminie do końca miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło wykonanie polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.

Po ust. 18a dodany został ust. 18b, w którym określono, że 18b. w przypadku wytwórcy będącego stroną umowy, o której mowa w art. 9c ust. 7y ustawy – Prawo energetyczne, przepisu ust. 18 nie stosuje się. Całość zredukowanej energii, o której mowa w ust. 18, uznaje się za rozliczoną w danym systemie wsparcia.

#### **4. Przepisy przejściowe i przepisy o wejściu w życie**

Zgodnie z art. 3 energia elektryczna będąca przedmiotem umów zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy nie będzie objęta nowym obowiązkiem obliga giełdowego dla energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 4 projektodawca wskazał na konieczność przedłożenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, zmiany Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (dalej: „IRiESP”) w celu dostosowania jej do przepisów niniejszej ustawy, a następnie przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE zmiany warunków dotyczących bilansowania (dalej: „WDB”) w celu dostosowania ich do przepisów niniejszej ustawy. Następnie projektodawca wskazał, że w terminie 3 miesiące od dnia ogłoszenia zatwierdzenia IRiESP i WDB, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedłoży do zatwierdzenia przez Prezesa URE zmiany Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w celu dostosowania jej do przepisów niniejszej ustawy.

Zgodnie z art. 5 proponuje się, aby przepisy art. 9c ust. 7r–7za ustawy zmienianej w art. 1, stosowano do umów zawartych od pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Proponuje się także, aby strony umów, o których mowa w art. 9c ust. 7r ustawy zmienianej w art. 1, zawartych nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy, dostosowały te umowy w terminie do pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Zgodnie z art. 6 proponuje się, aby ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1 ust. 2–6, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2026 r.

#### **5. Zgodność z prawem Unii Europejskiej**

W ocenie projektodawców projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

#### **6. Notyfikacja**

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Projekt aktu nie zawiera wymogów nakładanych na usługodawców, podlegających notyfikacji, o której mowa w art. 15 ust. 7 i art. 39 ust. 5 dyrektywy 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. dotyczącej usług na rynku wewnętrznym (Dz. Urz. UE L 376 z 27.12.2006, str. 36).

#### **7. Konsultacje projektu**

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2025 r. poz. 677), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny. Wyznaczono termin 21 dni na zgłaszanie uwag w ramach uzgodnień międzyresortowych, opiniowania oraz konsultacji publicznych.