



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
X kadencja
Prezydent
Rzeczypospolitej Polskiej

Druk nr 2393
Warszawa, 7 listopada 2025 r.

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku

Na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

- o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Jednocześnie uprzejmie informuję, że do reprezentowania mojego stanowiska w toku prac nad projektem ustawy upoważniam Pana Zbigniewa Boguckiego, Szefa Kancelarii Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej.

Z poważaniem
(-) Karol Nawrocki

U S T A W A

z dnia 2025 r.

o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂¹⁾

Art. 1. W ustawie z dnia z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.²⁾) w art. 45 po ust. 1o dodaje się ust. 1p w brzmieniu:

„1p. Dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w tę działalność, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, ustala Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w wysokości nie wyższej niż stopa referencyjna, o której mowa w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym Banku Polskim (Dz. U. z 2022 r. poz. 2025), obowiązująca w dniu zatwierdzenia taryfy powiększona o 3%.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2025 r. poz. 775, 894, 896 i 1203) w art. 41 po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:

„2b. Dla dostawy, wewnątrzspółnotowego nabycia i importu energii elektrycznej (CN 2716 00 00) stawka podatku wynosi 5%, z zastrzeżeniem art. 44 pkt 2 i art. 45 ust. 1 pkt 10.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311) po art. 11b dodaje się art. 11c w brzmieniu:

¹⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług, ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawę z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy oraz ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2024 r. poz. 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759, 1218 i 1303.

„Art. 11c. 1. Od dnia 1 stycznia 2026 r. stawka opłaty przejściowej w odniesieniu do wszystkich podmiotów zobowiązanych do ich wnoszenia, w tym odbiorców końcowych, płatników opłaty przejściowej oraz przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9 ust. 4, wynosi 0 zł za jednostkę miary właściwą dla danej grupy, tj. 0 zł na miesiąc albo 0 zł na miesiąc na kW mocy umownej.

2. Operator, oraz płatnik opłaty przejściowej a także przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 9 ust. 4, pobierają opłatę przejściową od podmiotów wskazanych w ust. 1, od dnia 1 stycznia 2026 r., z uwzględnieniem stawek, o których mowa w ust. 1.

3. Zarządca Rozliczeń S.A., otrzymuje rekompensatę z tytułu ustalenia wysokości stawki opłaty przejściowej zgodnie z ust. 1, ze środków publicznych pochodzących z aukcji uprawnień do emisji w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji, zwanych dalej „środkami ETS”.

4. Przepisy będące podstawą do wyliczenia i ustalenia opłaty przejściowej stanowią podstawę do ustalenia wysokości rekompensaty.

5. Zarządca Rozliczeń S.A. przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informacje niezbędne do wyliczenia wysokości rekompensaty w szczególności o sumie należnych opłat przejściowych w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

6. Rekompensata jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw energii za każdy miesiąc w terminie do 20. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rekompensata, w wysokości, którą podmioty, o których mowa w ust. 1, zapłaciłyby zgodnie ze stawkami opłaty przejściowej, opublikowanymi zgodnie z przepisami art. 11a lub art. 11b, w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

7. Minister właściwy do spraw energii określi w drodze rozporządzenia:

- 1) zakres i termin przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do wyliczenia wysokości rekompensaty,
- 2) sposób przekazywania Zarządcy Rozliczeń S.A. środków z tytułu rekompensaty – biorąc pod uwagę konieczność zachowania płynności finansowej systemu wsparcia oraz efektywne wykorzystanie środków ETS.

8. Rekompensata nie jest wypłacana Zarządcy Rozliczeń S.A. w danym miesiącu kalendarzowym, jeżeli suma środków zgromadzonych na rachunku opłaty przejściowej Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz na lokatach, o których mowa w art. 54 ust. 1, na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego dany rok, wystarcza na pokrycie w całości:

- 1) pozostałych do wypłaty środków na rzecz wytwórców;

- 2) zobowiązań, o których mowa w art. 18 ust. 4;
- 3) kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. w okresie do dnia, o którym mowa w art. 21 ust. 1.”.

Art. 4. W ustawie 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. 303, 759 i 1218) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 59:

a) w pkt 1 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– wynosi 0,5%”;

b) w pkt 2 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– wynosi 0%.”;

2) uchyla się art. 60;

3) po art. 99 dodaje się art 99a w brzmieniu:

„Art. 99a. 1. Od dnia 1 stycznia 2026 r. stawki opłaty OZE wynoszą 0 zł.

2. Podmioty pobierające opłatę OZE, o których mowa w art. 95 ust. 3 i 4 oraz 97 ust. 1 i 3, pobierają tę opłatę od dnia 1 stycznia 2026 r., z uwzględnieniem stawek, o których mowa w ust. 1.

3. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, otrzymuje rekompensatę z tytułu ustalenia wysokości stawki opłaty OZE zgodnie z ust. 1 ze środków publicznych pochodzących z aukcji uprawnień do emisji w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji, zwanych dalej „środkami ETS”.

4. Przepisy będące podstawą do wyliczenia i ustalenia opłaty OZE stanowią podstawę do ustalenia wysokości rekompensaty.

5. Operator rozliczeń energii odnawialnej przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informacje niezbędne do wyliczenia wysokości rekompensaty w szczególności o sumie należnych opłat OZE w przypadku niestosowania stawki 0.

6. Rekompensata jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw energii za każdy miesiąc w terminie do 20. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rekompensata, w wysokości, którą operator rozliczeń energii odnawialnej otrzymałby zgodnie ze stawkami opłaty OZE opublikowanymi przez Prezesa URE, zgodnie z art. 98 ust. 4, w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

7. Minister właściwy do spraw energii określi w drodze rozporządzenia:

- 1) zakres i termin przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do wyliczenia wysokości rekompensaty,
- 2) sposób przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej środków z tytułu rekompensaty

– biorąc pod uwagę konieczność zachowania płynności finansowej systemu wsparcia oraz efektywne wykorzystanie środków ETS.”.

Art. 5. W ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1505 oraz z 2025 r. poz. 303) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 49 w ust. 6 wstęp do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Całość środków pieniężnych uzyskanych z aukcji uprawnień do emisji ogólnych w danym roku kalendarzowym lub ich równowartość przeznacza się przynajmniej na jeden spośród następujących celów:”;

- 2) po art. 49 dodaje się art. 49a w brzmieniu:

„Art. 49a. Środki publiczne uzyskane ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji, o których mowa w art. 49 ust. 2, stanowią źródło finansowania rekompensat opłat, o których mowa w:

- 1) art. 11c ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311),
- 2) art. 99a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847, 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218),
- 3) art. 15b ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 711),
- 4) art. 74a ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 610 i 1302),
- 5) art. 64a ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602)

– w związku z wprowadzeniem stawki 0.”.

Art. 6. W ustawie z dnia z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 711) po art. 15a dodaje się art. 15b w brzmieniu:

„Art. 15b. 1. Podmiot zobowiązany, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2, który realizuje obowiązek uzyskania oszczędności energii, o którym mowa w art. 10 ust. 1, poprzez nabycie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej, otrzymuje rekompensatę z budżetu państwa za koszty nabycia tych praw.

2. Rekompensata jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych na wniosek podmiotu zobowiązanego, w wysokości odpowiadającej faktycznie poniesionym kosztom nabycia praw majątkowych, o których mowa w ust. 1.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1, nie stanowią kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i nie podlegają uwzględnieniu w taryfach dla odbiorców końcowych.

4. Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy tryb składania wniosków o wypłatę rekompensaty oraz szczegółowy tryb jej wypłaty, mając na względzie konieczność zapewnienia transparentności i terminowości wypłat rekompensat z budżetu państwa.”.

Art. 7. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 610 i 1302) po art. 74 dodaje się art. 74a w brzmieniu:

„Art. 74a. 1. Od dnia 1 stycznia 2026 r. stawki opłaty mocowej wynoszą 0 zł na miesiąc.

2. Podmioty pobierające opłatę mocową, o których mowa w art. 69 ust. 2–5b, pobierają tę opłatę od dnia 1 stycznia 2026 r., z uwzględnieniem stawek, o których mowa w ust. 1.

3. Operator, otrzymuje rekompensatę z tytułu ustalenia wysokości stawki opłaty mocowej zgodnie z ust. 1 ze środków publicznych pochodzących z aukcji uprawnień do emisji w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji, zwanych dalej „środkami ETS”.

4. Przepisy będące podstawą do wyliczenia i ustalenia stawki opłaty mocowej stanowią podstawę do ustalenia wysokości rekompensaty.

5. Operator przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informacje niezbędne do wyliczenia wysokości rekompensaty w szczególności o sumie należnych opłat mocowych w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

6. Rekompensata, jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw energii za każdy miesiąc w terminie do 20. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rekompensata, w wysokości, którą operator otrzymałby zgodnie ze stawkami opłaty mocowej opublikowanymi przez Prezesa URE, zgodnie z art. 74 ust. 4 pkt 1, w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

7. Minister właściwy do spraw energii określi w drodze rozporządzenia:

- 1) zakres i termin przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do wyliczenia wysokości rekompensaty,
- 2) sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu rekompensaty – biorąc pod uwagę konieczność zachowania płynności finansowej systemu wsparcia oraz efektywne wykorzystanie środków ETS.”.

Art. 8. W ustawie o dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602) po art. 64 dodaje się art. 64a w brzmieniu:

„Art. 64a. 1. Od dnia 1 stycznia 2026 r. stawka opłaty kogeneracyjnej wynosi 0 zł za 1 MWh.

2. Podmioty pobierające opłatę kogeneracyjną, o których mowa w art. 61 ust. 2 i 3, oraz przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 63 ust. 1 i 3, pobierają opłatę kogeneracyjną z uwzględnieniem stawki, o której mowa w ust. 1.

3. Operator rozliczeń otrzymuje rekompensatę z tytułu ustalenia wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej zgodnie z ust. 1 zł ze środków publicznych pochodzących z aukcji uprawnień do emisji w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji, zwanych dalej „środkami ETS”.

4. Przepisy będące podstawą do wyliczenia i ustalenia stawki opłaty kogeneracyjnej stanowią podstawę do ustalenia wysokości rekompensaty.

5. Operator rozliczeń przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informacje niezbędne do wyliczenia wysokości rekompensaty w szczególności o sumie należnych opłat kogeneracyjnych w przypadku niestosowania stawki 0 zł.

6. Rekompensata jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw energii za każdy miesiąc, w wysokości, którą operator rozliczeń otrzymałby zgodnie ze stawką opłaty kogeneracyjnej, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 64 ust. 4, w przypadku niestosowania stawki 0 zł, w terminie do 20. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rekompensata.

7. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) zakres i termin przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji niezbędnych do wyliczenia wysokości rekompensaty,
- 2) sposób przekazywania operatorowi rozliczeń środków z tytułu rekompensaty – biorąc pod uwagę konieczność zachowania płynności finansowej systemu wsparcia oraz efektywne wykorzystanie środków ETS.”.

Art. 9. 1. W przypadku taryf zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przed dniem wejścia w życie ustawy, maksymalna wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 45 ust. 1p ustawy zmienianej w art. 1, stosuje się od dnia 1 stycznia 2026 r.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wzywa przedsiębiorstwo energetyczne do zmiany obowiązującej taryfy, jeżeli jest ona niezgodna z limitem określonym w art. 45 ust. 1p ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 10. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.

UZASADNIENIE

1. Aktualny stan prawny

Pomimo stopniowego spadku cen energii względem poziomów obserwowanych w szczycie kryzysu energetycznego, ceny energii elektrycznej w Polsce utrzymują się na historycznie wysokim poziomie – również w ujęciu realnym, po uwzględnieniu spadku siły nabywczej pieniądza. Obecnie kontrakty terminowe na dostawy energii na rok 2026 (BASE-2026) oscylują w przedziale 420–440 zł/MWh. Choć oznacza to spadek względem średnich cen kontraktów terminowych na lata 2024 (642,19 zł/MWh) i 2025 (530 zł/MWh), to porównanie ich z wartością kontraktów na 2025 r. zawieranych w grudniu 2024 r. (426,75 zł/MWh) wskazuje na wyraźne wyhamowanie tendencji spadkowej. Oznacza to, że mamy do czynienia z trwałą sytuacją wysokich cen energii w Polsce – zwłaszcza w porównaniu z poziomem sprzed kryzysowego roku 2021, gdy średnia cena wynosiła 231,87 zł/MWh.

Na rachunkach odbiorców energii elektrycznej, poza ceną energii czynnej, pojawia się szereg dodatkowych – często nieczytelnych dla odbiorców – opłat, które łącznie stanowią wartość zbliżoną do kosztu samej energii. Obejmują one m.in. stawki sieciowe (stałe i zmienne), opłaty mocową, kogeneracyjną, OZE, przejściową, jakościową oraz abonamentową. W samym koszcie energii czynnej, oprócz kosztów jej wytworzenia odzwierciedlanych w cenach giełdowych, ukryte są także koszty zakupu świadectw pochodzenia energii oraz certyfikatów efektywności energetycznej, do których nabywania zobowiązani są sprzedawcy energii.

Projekt niniejszej ustawy stanowi systemową korektę obowiązującego modelu funkcjonowania rynku energii, której celem jest trwałe obniżenie kosztów rachunków za energię dla obywateli i przedsiębiorstw oraz wzmocnienie konkurencyjności polskiej gospodarki. Rozwiązania zawarte w projekcie są odpowiedzią na strategiczną potrzebę uporządkowania systemu energetycznego w Polsce i racjonalizacji mechanizmów finansowania transformacji energetycznej. Projekt realizuje również zapowiedź Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącą obniżenia cen rachunków za energię dla odbiorców indywidualnych, przyczyniając się jednocześnie do zmniejszenia kosztów energii dla przedsiębiorstw i instytucji publicznych, takich jak przedszkola czy placówki ochrony zdrowia.

Istotną część kosztów energii stanowią wydatki na zakup uprawnień w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), które w przypadku energii wytwarzanej z węgla są jej głównym czynnikiem kosztowym. Zgodnie z pierwotnymi

założeniami systemu handlu emisjami, środki uzyskiwane ze sprzedaży uprawnień miały wspierać finansowanie transformacji energetycznej i w dłuższej perspektywie przyczynić się do obniżenia kosztów energii poprzez modernizację oraz dekarbonizację sektora wytwórczego. W praktyce jednak założenie to nie zostało w pełni zrealizowane – finansowanie nowych źródeł energii i utrzymanie istniejących mechanizmów wsparcia odbywa się w dużej mierze za pośrednictwem rozbudowanego systemu wspomnianych wyżej opłat pobieranych od odbiorców końcowych, mimo że państwo dysponuje znacznymi środkami z systemu ETS, które zgodnie z jego pierwotnym celem powinny służyć finansowaniu transformacji.

Dodatkowo, finansowanie rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznych realizowane jest poprzez taryfy dystrybucyjne, których poziom w ostatnich latach – na skutek forsownej rozbudowy sieci w celu przyspieszenia przyłączenia mocy z odnawialnych źródeł energii – znacząco wzrósł, stanowiąc kolejne obciążenie dla odbiorców. Wzrost ten wynika również z wysokich stóp zwrotu z zainwestowanego kapitału zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w ramach taryf dystrybucyjnych. W konsekwencji, zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy doprowadziły do znacznego wzrostu wyników finansowych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego. Taka sytuacja, w połączeniu z utrzymującymi się wysokimi cenami energii ponoszonymi przez odbiorców końcowych, jest społecznie nie uzasadniona i wymaga interwencji legislacyjnej.

Proponowane rozwiązania ograniczą uznaniowość w działaniach Prezesa URE w procesie taryfowym oraz zapewnią bardziej zrównoważonego wyważenia interesów odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych, tak aby system energetyczny był nie tylko stabilny, ale także sprawiedliwy ekonomicznie.

Ustawa przewiduje również obniżenie stawki podatku VAT na energię elektryczną z 23% do 5%, czyli do poziomu już wcześniej obowiązującego. Uzasadnieniem dla tego rozwiązania jest fakt, że pomimo ustania bezpośrednich skutków kryzysu, ceny energii utrzymują się na historycznie wysokim poziomie. W połączeniu z konstrukcją podatku VAT, naliczanego od wartości netto sprzedanych towarów i usług, oznacza to, że wpływy z tego podatku pozostają znacznie wyższe niż przed kilkoma laty. W konsekwencji obniżenie stawki VAT doprowadzi do powrotu dochodów budżetowych z tego tytułu do poziomów zbliżonych do okresu sprzed kryzysu energetycznego, przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów energii dla odbiorców.

Przedstawione w ustawie rozwiązania przyczynią się do realizacji szeregu celów, w tym przede wszystkim do obniżenia cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych na poziomie około 33%. Skala korzyści dla poszczególnych gospodarstw domowych będzie

zróżnicowana w zależności od profilu zużycia energii oraz stosowanej taryfy, jednak różnice te nie będą przekraczać 1–2 pkt proc. Ostateczna wysokość obniżki będzie również zależna od polityki taryfowej przyjętej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – w przypadku podjęcia decyzji o ustaleniu stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych na poziomie niższym od maksymalnego, przewidzianego w ustawie, efekt obniżki cen energii dla odbiorców indywidualnych będzie jeszcze większy. Dodatkową korzyścią z wprowadzonych rozwiązań będzie uproszczenie rachunku dla odbiorców energii

Beneficjentami proponowanych zmian będą również przedsiębiorcy. W ich przypadku, ze względu na zróżnicowanie stawek taryfowych oraz funkcjonujący system ulg, wyłączeń uzależnionych od profilu zużycia energii, poziom korzyści będzie bardziej zróżnicowany i wyniesie około 20%. Rozwiązanie to przyczyni się do poprawy konkurencyjności krajowych firm, co w konsekwencji może wspierać ożywienie obecnie słabej koniunktury gospodarczej oraz ograniczyć trwające w wielu przedsiębiorstwach procesy redukcji zatrudnienia.

Przeniesienie kosztów funkcjonowania systemów wsparcia z odbiorców końcowych na budżet państwa przyczyni się do racjonalizacji wysokości subsydiów oraz utrzymania ich poziomów w rozsądnych i przejrzystych granicach. Obecny mechanizm osłabia bodźce do optymalizacji wsparcia, ponieważ nie wymusza systematycznej oceny efektywności i adekwatności poszczególnych programów względem celów polityki energetycznej i klimatycznej państwa.

Finansowanie systemów wsparcia z budżetu państwa nie tylko zwiększy przejrzystość i efektywność tych mechanizmów, ale również wzmocni kontrolę nad ich skalą i kierunkami, zapewniając jednocześnie równowagę między celami publicznymi a interesem ekonomicznym odbiorców końcowych"

2. Szczegółowe omówienie wprowadzanych zmian

W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wprowadza się ograniczenie wysokości zwrotu z zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz operatora systemu przesyłowego (OSP), jaki w postępowaniu taryfowym może ustalić Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Celem zmiany jest ograniczenie nieuzasadnionych kosztów przenoszonych na odbiorców końcowych w ramach taryf dystrybucyjnych oraz zapewnienie, aby wysokość dopuszczalnego zwrotu z kapitału była adekwatna do aktualnych warunków rynkowych,

rzeczywistego ryzyka działalności regulowanej oraz celów polityki publicznej w zakresie ochrony odbiorców energii.

W obecnym modelu regulacyjnym wysokość przychodu regulowanego operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych – a tym samym poziom taryf dla odbiorców – ustalana jest przez Prezesa URE w oparciu o metodę kosztową. Jednym z kluczowych elementów tej kalkulacji jest zwrot z zaangażowanego kapitału, który określa poziom wynagrodzenia przedsiębiorstwa za środki finansowe zainwestowane w majątek służący świadczeniu usług sieciowych.

W praktyce oznacza to, że odbiorcy energii elektrycznej – zarówno gospodarstwa domowe, jak i przedsiębiorstwa – finansują nie tylko bieżące koszty eksploatacyjne OSD i OSP (m.in. straty bilansowe, koszty wynagrodzeń, usług obcych czy remontów), lecz także zwrot z kapitału zainwestowanego w przeszłości przez przedsiębiorstwa energetyczne.

W ostatnich latach, w warunkach systematycznego wzrostu nakładów inwestycyjnych na rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych, wartość majątku regulacyjnego, od którego naliczany jest zwrot z kapitału, corocznie wzrasta. W połączeniu z wysoką stopą zwrotu zatwierdzaną przez Prezesa URE – sięgającą w niektórych okresach nawet 13 punktów procentowych – prowadzi to do istotnego wzrostu taryf dystrybucyjnych i przesyłowych, a w konsekwencji do wzrostu rachunków ponoszonych przez odbiorców energii.

Tak wysoki poziom zwrotu z zaangażowanego kapitału jest nieuzasadniony w świetle charakteru działalności operatorów systemów elektroenergetycznych, którzy działają w warunkach monopolu naturalnego, przy gwarantowanym pokryciu tzw. kosztów uzasadnionych oraz minimalnym ryzyku rynkowym. Model taryfowy zapewnia przedsiębiorstwom sieciowym stabilne, regulowane przychody, niezależne od koniunktury gospodarczej czy poziomu popytu na energię, co czyni tę działalność jedną z najmniej ryzykownych w całej gospodarce.

Pomimo tego operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w ostatnich latach osiągają rekordowe poziomy rentowności, przy jednoczesnym utrzymywaniu wysokich taryf dla odbiorców. Dane finansowe publikowane przez OSD wskazują, że pomimo wzrostu nakładów inwestycyjnych w infrastrukturę sieciową, przedsiębiorstwa te generują wysokie zyski netto, a znaczna część z nich przeznaczana jest na wypłatę dywidend akcjonariuszom, w tym spółkom dominującym z udziałem Skarbu Państwa. Za pierwszą połowę roku 2025 roku część największych grup energetycznych odnotowała marże EBITDA segmentu dystrybucja przekraczające 50%, przy jednoczesnym wzroście stawek taryfowych dla odbiorców

końcowych. Taka sytuacja, w warunkach utrzymującego się wysokiego poziomu cen energii elektrycznej, jest społecznie nieakceptowalna i sprzeczna z zasadą proporcjonalności obciążeń.

Dodatkowym argumentem uzasadniającym potrzebę wprowadzenia limitu wysokości zwrotu z zaangażowanego kapitału jest fakt, że przedsiębiorstwa energetyczne korzystają obecnie z preferencyjnych mechanizmów finansowania inwestycji, w tym ze środków pochodzących z Funduszu Modernizacyjnego oraz funduszy unijnych, takich jak program FEnIKS czy Fundusz Wsparcia Energetyki. Mechanizmy te zapewniają finansowanie inwestycji na warunkach znacznie korzystniejszych niż rynkowe – w części przypadków poprzez pożyczki o obniżonym oprocentowaniu a nawet instrumenty quasi-dotacyjne. W efekcie rzeczywisty koszt kapitału ponoszony przez OSD i OSP jest istotnie niższy niż koszt finansowania działalności inwestycyjnej w innych sektorach gospodarki.

Mimo tego, w praktyce regulacyjnej Prezesa URE stosowano stopy zwrotu odpowiadające inwestycjom rynkowym obciążonym znacznie wyższym ryzykiem, co prowadziło do sytuacji, w której odbiorcy energii subsydiowali ponadprzeciętne zyski przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

Proponowane przepisy wprowadzają zatem mechanizm ustawowego ograniczenia maksymalnego zwrotu z kapitału, poprzez dodanie do art. 45 ust. 1p. Zgodnie z projektowanym brzmieniem, uzasadniony zwrot z kapitału dla przedsiębiorstw wykonujących działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej ustala się w wysokości nie wyższej niż stopa referencyjna NBP, powiększona o 3 punktu procentowego.

Odwołanie do stopy referencyjnej NBP, określonej w art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy o Narodowym Banku Polskim, ma charakter obiektywny i przejrzysty, a zarazem zapewnia stabilność systemu taryfowego. Stopa referencyjna NBP pozostaje w silnej korelacji ze stopą WIBOR, tradycyjnie wykorzystywaną do określania kosztu kredytu bankowego, a jednocześnie charakteryzuje się większą stabilnością i mniejszą podatnością na wahania rynkowe.

Premia w wysokości 3 pkt proc. powyżej stopy referencyjnej NBP stanowi ekwiwalent rynkowej premii za ryzyko inwestycyjne, odzwierciedlający długoterminowy charakter działalności inwestycyjnej operatorów sieciowych oraz ograniczone ryzyko prowadzenia działalności regulowanej w warunkach monopolu naturalnego.

W celu zapewnienia płynnego przejścia na nowe zasady, projekt przewiduje przepis przejściowy, zgodnie z którym ograniczenie maksymalnego zwrotu stosuje się od dnia 1 stycznia 2026 r. Prezes URE otrzymuje jednocześnie uprawnienie do wezwania przedsiębiorstwa do zmiany obowiązującej taryfy, jeśli stopa zwrotu przekracza ustawowy limit.

Wprowadzenie tej regulacji ma na celu zwiększenie transparentności i przewidywalności polityki taryfowej Prezesa URE, ograniczenie nadmiernych kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych oraz wzmocnienie społecznej legitymizacji systemu regulacyjnego. Zmiana ta spowoduje obniżenie i uproszczenie rachunków za energię elektryczną, przy jednoczesnym zapewnieniu stabilności finansowej i inwestycyjnej przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

W ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej proponuje się zmianę polegającą na ustaleniu stawki opłaty przejściowej na poziomie 0 zł od dnia 1 stycznia 2026 r. dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej oraz podmiotów zobowiązanych do ich wnoszenia.

Celem zmiany jest całkowite zniesienie jednego z historycznych obciążeń doliczanych do rachunków za energię elektryczną, które utraciło swoje pierwotne uzasadnienie ekonomiczne i regulacyjne, a jego dalsze utrzymywanie generowałoby nieuzasadnione koszty dla odbiorców.

Opłata przejściowa została wprowadzona w 2008 r. jako element mechanizmu kompensacyjnego związanego z rozwiązaniem tzw. kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych przed wejściem Polski do Unii Europejskiej pomiędzy wytwórcami energii a spółkami obrotu. Kontrakty te miały na celu zapewnienie zwrotu z inwestycji w nowe i znacząco modernizowane moce wytwórcze w okresie transformacji rynku energii, jednak ich przedterminowe rozwiązanie, w celu dostosowania krajowych przepisów do reżimu prawa wspólnotowego, było następstwem przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Ustawa powstała w celu pokrycia utraconych przychodów wytwórców. Obowiązek ten został rozłożony w czasie i finansowany poprzez opłatę przejściową doliczaną do rachunków odbiorców końcowych.

Zgodnie z pierwotnymi założeniami system ten miał charakter tymczasowy i miał zostać wygaszony po pełnym zrekomensowaniu kosztów poniesionych przez wytwórców. Obecnie, po upływie ponad piętnastu lat od wprowadzenia opłaty, zobowiązania wynikające z rozwiązania KDT zostały w zasadniczej części rozliczone. Aktualnie opłata przejściowa jest znacznie niższa niż w przeszłości ale ogranicza przejrzystość rachunków za energię przez odbiorców i stanowi zbędne z punktu widzenia pierwotnego celu skomplikowanie systemu.

Projektowana zmiana ma na celu definitywne zakończenie funkcjonowania tego mechanizmu i pełne przeniesienie ciężaru finansowania ewentualnych pozostałych kosztów KDT na środki publiczne pochodzące albo z nadwyżek zgromadzonych z tego tytułu przez

Zarządcę Rozliczeń S.A. lub z wpływów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu emisjami (EU ETS). Takie rozwiązanie jest zgodne z zasadą, że przychody z ETS powinny być przeznaczane na finansowanie transformacji energetycznej oraz ograniczanie kosztów ponoszonych przez odbiorców w związku z polityką klimatyczną.

Zgodnie z projektowanym art. 11c, opłata przejściowa wynosić będzie 0 zł dla wszystkich grup odbiorców. Zarządca Rozliczeń S.A. otrzyma z budżetu państwa rekompensatę odpowiadającą utraconym wpływom z tytułu tych opłat, finansowaną ze środków pochodzących z aukcji uprawnień do emisji CO₂. Mechanizm ten zapewni neutralność finansową dla podmiotów systemu rozliczeniowego, przy jednoczesnym trwałym zmniejszeniu rachunków za energię elektryczną.

Zmiana ta stanowi istotny element szerokiego programu reform mających na celu uproszczenie struktury rachunków za energię i eliminację opłat o charakterze historycznym, które nie mają już uzasadnienia ekonomicznego ani regulacyjnego. Zastąpienie opłaty przejściowej środkami z ETS w pełni odpowiada unijnym kierunkom polityki energetycznej i klimatycznej, zapewniając, że finansowanie transformacji odbywa się w sposób transparentny, sprawiedliwy i niewymagający dodatkowych obciążeń dla odbiorców końcowych. Efektem wprowadzenia zmian będzie obniżenie kosztów energii elektrycznej dla wszystkich grup odbiorców, poprawa przejrzystości rachunków.

W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii proponuje się dodanie art. 99a, na mocy którego stawka opłaty OZE wynosić będzie 0 zł dla wszystkich grup odbiorców energii elektrycznej. Jednocześnie wprowadza się mechanizm rekompensaty dla Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej, finansowanej ze środków publicznych pochodzących z przychodów uzyskiwanych z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Dodatkowo przewiduje się zmianę poziomu obowiązku umarzania świadectw pochodzenia energii z OZE, poprzez jego obniżenie od 2026 r.

Celem projektowanej zmiany jest zniesienie obciążenia finansowego nakładanego na odbiorców końcowych energii elektrycznej w związku z funkcjonowaniem systemu wsparcia dla wytwórców energii z OZE, przy jednoczesnym zachowaniu stabilności i przewidywalności tego systemu. Opłata OZE, wprowadzona w poprzednich latach jako instrument finansowania wsparcia, stanowi obecnie dodatkowe obciążenie dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, którego dalsze utrzymywanie w warunkach wysokich cen energii i rosnących kosztów życia byłoby społecznie nieuzasadnione.

Środki pochodzące z opłaty OZE są wykorzystywane przez Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej na pokrycie zobowiązań wynikających z mechanizmów wsparcia w ramach aukcji, kontraktów różnicowych oraz systemów taryf gwarantowanych. Pozwoliło to na finansowanie inwestycji w krajowe moce wytwórcze OZE, przyczyniając się do rozwoju sektora oraz zmniejszenia emisyjności krajowego miks energetycznego.

W obecnym modelu koszty funkcjonowania systemu wsparcia są w całości przenoszone na odbiorców końcowych. Mechanizm ten ma charakter quasi-fiskalny, ponieważ stanowi dodatkowe obciążenie doliczane do rachunków za energię elektryczną. Projektowana zmiana nie ingeruje w zasady przyznawania i rozliczania wsparcia dla wytwórców energii odnawialnej, lecz modyfikuje jedynie sposób jego finansowania – ze środków pobieranych bezpośrednio od odbiorców na środki pochodzące z przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS, które i tak są obecnie uwzględniane w kosztach energii w związku z realizacją polityki energetyczno-klimatycznej UE.

Utrzymywanie opłaty OZE w dotychczasowej formule prowadziłyby do podwójnego obciążania odbiorców kosztami polityki energetyczno-klimatycznej – po pierwsze poprzez koszt uprawnień do emisji CO₂ zawarty w cenie energii elektrycznej, a po drugie poprzez samą opłatę OZE. W celu eliminacji tego zjawiska projekt zakłada zmianę źródła finansowania systemu wsparcia poprzez przeznaczenie środków pochodzących z przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS na pokrycie kosztów systemu wsparcia dla źródeł OZE.

Tym samym proponowane rozwiązanie zapewnia neutralność finansową Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej, który otrzymywać będzie rekompensatę w wysokości odpowiadającej kwocie, jaką uzyskałby z tytułu opłaty OZE przy jej utrzymaniu w dotychczasowej wysokości. Rekompensata będzie wypłacana miesięcznie przez ministra właściwego do spraw energii, co gwarantuje ciągłość finansowania i stabilność zobowiązań wobec uczestników systemu wsparcia.

Celem projektowanej zmiany art. 59 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii jest dostosowanie systemu wsparcia opartego na świadectwach pochodzenia (tzw. zielonych i niebieskich certyfikatach) do aktualnych realiów rynkowych, w szczególności do końcowego etapu funkcjonowania tego mechanizmu.

System świadectw pochodzenia został zastąpiony nowymi mechanizmami wsparcia – w szczególności aukcyjnym systemem wsparcia (FiT/FIP oraz CfD). Nadal jednak funkcjonuje on

w ograniczonym zakresie, jako mechanizm przejściowy dla instalacji, które rozpoczęły działalność przed wdrożeniem nowych form wsparcia.

Zaproponowana zmiana przewiduje:

1) obniżenie obowiązku umorzenia zielonych i niebieskich certyfikatów do poziomu 0,5% od 2026 r.,

2) zakończenie obowiązku umorzenia świadectw dotyczących biogazu rolniczego objętego nowym systemem wsparcia (rozdział 4 ustawy) – obowiązek ten zostaje zredukowany do 0% od 2026 r.

Zmiana ta ma na celu:

1) ograniczenie nadmiernych kosztów ponoszonych przez odbiorców energii elektrycznej oraz podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku umorzenia świadectw, przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnego wsparcia dla instalacji historycznych;

2) zakończenie funkcjonowania systemu certyfikatów w sposób uporządkowany i przewidywalny, zgodnie z polityką państwa ukierunkowaną na rozwój efektywniejszych form wsparcia OZE;

3) uniknięcie dalszej nadpodaży świadectw pochodzenia, która od lat zaburzała funkcjonowanie rynku i prowadziła do spadku ich wartości, ograniczając skuteczność systemu.

4) zgodność z zasadami pomocy publicznej oraz racjonalizacja systemu wsparcia – Obecnie obowiązujące przepisy ustawy o OZE przewidują, że minister właściwy do spraw klimatu może – w drodze rozporządzenia – określić niższy poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia niż poziom ustawowy. Jednakże, z uwagi na fakt, że instalacje korzystające z systemu świadectw pochodzenia są w zdecydowanej większości w pełni zamortyzowane i nie wymagają dalszego wsparcia inwestycyjnego, utrzymywanie wyższego poziomu obowiązku niż 0,5% prowadzi do nadmiernych kosztów po stronie odbiorców energii i stanowi nieuzasadnione wsparcie dla producentów energii z OZE, które nie przekłada się na rozwój nowych mocy wytwórczych. Proponowana zmiana ma na celu ugruntowanie w ustawie maksymalnego poziomu obowiązku umorzenia (0,5%), co pozwoli ograniczyć nadmiarowe transfery finansowe.

Uchylenie art. 60 ustawy o odnawialnych źródłach energii wynika bezpośrednio z projektowanej zmiany art. 59, która wprowadza jednoznaczne, ustawowe określenie maksymalnych poziomów obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia – odpowiednio:

1) 0,5% dla instalacji korzystających z zielonych i niebieskich certyfikatów (od 2026 r.),

2) 0% dla biogazu rolniczego objętego nowym systemem wsparcia.

Art. 60 przewiduje upoważnienie dla ministra właściwego do spraw klimatu do określenia – w drodze rozporządzenia – niższego poziomu obowiązku, niż wskazany w art. 59. W praktyce przepis ten pełnił funkcję instrumentu elastycznego reagowania na sytuację rynkową, m.in. w kontekście nadpodaży certyfikatów lub braku wystarczającej ich liczby na rynku.

Jednak z chwilą ustawowego określenia maksymalnie obniżonego i końcowego poziomu obowiązku, dalsze utrzymywanie delegacji ustawowej do jego obniżania traci rację bytu.

W konsekwencji, przepis ten należy uchylić jako zbędny – zarówno z punktu widzenia praktyki regulacyjnej, jak i zasad poprawnej legislacji. Jego utrzymywanie mogłoby stwarzać wrażenie kontynuacji elastycznego mechanizmu dostosowawczego, który w rzeczywistości nie będzie już wykorzystywany.

Proponowana zmiana pozwoli na racjonalne zamknięcie systemu świadectw pochodzenia i eliminację nieefektywnego obowiązku administracyjnego, który w obecnej skali nie odgrywa już istotnej roli w transformacji energetycznej.

W ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych proponuje się wprowadzenie zmian, których celem jest zapewnienie, że przychody z systemu EU ETS są wykorzystywane w sposób transparentny, efektywny i przyczyniający się do transformacji energetycznej, a jednocześnie odciąża odbiorców końcowych od podwójnego finansowania kosztów transformacji energetycznej.

Zmiana w art. 49 ust. 6 powołanej ustawy, polegająca na zmianie wstępu do wyliczenia, ma na celu jednoznaczne określenie, że całość (a nie jak dotychczas połowa) środków uzyskanych z aukcji uprawnień do emisji przeznacza się przynajmniej na jeden spośród wskazanych celów, co nie tylko zwiększa przejrzystość i przewidywalność alokacji tych środków, ale również stanowi implementację przepisów zrewidowanej dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady

96/61/WE które powinny być wprowadzone do polskiego porządku prawnego już w 2024r.

Dodanie art. 49a wprowadza mechanizm, w ramach którego środki publiczne uzyskane ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji stanowią źródło finansowania mechanizmu wsparcia efektywności energetycznej oraz rekompensat opłat OZE, opłaty mocowej, opłaty kogeneracyjnej oraz opłaty przejściowej, w związku z wprowadzeniem stawki 0 zł dla odbiorców końcowych energii elektrycznej. Mechanizm ten zapewnia, że operatorzy systemów wsparcia oraz podmioty rozliczające nie ponoszą strat finansowych, a obowiązki wobec wytwórców energii pozostają w pełni zabezpieczone.

Projektowane rozwiązanie jest spójne z zasadą, że przychody z systemu EU ETS powinny służyć finansowaniu transformacji energetycznej i działań klimatycznych, zamiast bezpośrednio obciążać odbiorców energii poprzez dodatkowe opłaty doliczane do rachunków. Jednocześnie zmiana ta gwarantuje neutralność finansową operatorów systemów wsparcia, zapewniając wypłatę rekompensat w wysokości odpowiadającej kwotom, które byłyby uzyskiwane w ramach dotychczasowych opłat.

Wprowadzenie mechanizmu finansowania rekompensat ze środków ETS przyczynia się do uproszczenia struktury rachunków za energię elektryczną, zwiększenia ich przejrzystości oraz eliminacji opłat o charakterze przejściowym lub historycznym. Dzięki temu odbiorcy końcowi nie są obciążani kosztami, które de facto już wliczone są w cenę energii w ramach systemu EU ETS, co zwiększa sprawiedliwość i akceptowalność polityki klimatycznej.

Efektom proponowanych zmian będzie trwałe odciążenie rachunków za energię elektryczną, zapewnienie stabilności finansowej systemów wsparcia dla OZE, kogeneracji i rynku mocy oraz wzmocnienie społecznej akceptacji dla kosztów transformacji energetycznej i transparentnego finansowania inwestycji w sektorze energetycznym.

W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej wprowadza się do systemu prawnego nowy art. 15b, którego zasadniczym celem jest ustanowienie mechanizmu rekompensat dla podmiotów zobowiązanych do nabycia i umorzenia świadectw efektywności energetycznej.

Zgodnie z art. 10 ust. 1 i 2 ustawy, obowiązek uzyskania oszczędności energii spoczywa na określonych przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub obrotu energią. Realizacja tego obowiązku może następować bądź poprzez podjęcie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, bądź poprzez nabycie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE praw

majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej. W praktyce druga z tych form jest powszechnie stosowanym rozwiązaniem, jednak wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych kosztów finansowych.

Nowy art. 15b wprowadza zasadę, zgodnie z którą podmiot zobowiązany, realizujący obowiązek efektywnościowy poprzez nabycie i umorzenie świadectw efektywności energetycznej, będzie uprawniony do uzyskania rekompensaty z budżetu państwa za koszty nabycia praw majątkowych wynikających z tych świadectw. Ustawodawca przesądza tym samym, że finansowy ciężar realizacji ustawowego obowiązku nie będzie obciążał przedsiębiorstw energetycznych, lecz zostanie sfinansowany ze środków publicznych.

Ustęp 2 art. 15b określa, iż rekompensata będzie wypłacana przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych na wniosek podmiotu zobowiązanego. Konstrukcja ta zakłada charakter wnioskowy mechanizmu, uzależniający wypłatę środków od przedłożenia dokumentów potwierdzających faktyczne poniesienie kosztów zakupu świadectw efektywności energetycznej. Wysokość rekompensaty będzie odpowiadała kwocie rzeczywiście poniesionych wydatków, co gwarantuje zachowanie zasady proporcjonalności oraz unika ryzyka nadmiernego wsparcia.

W ustępie 3 ustawodawca wprowadza z kolei wyraźne wyłączenie możliwości uznania kosztów nabycia świadectw efektywności energetycznej za koszty uzasadnione w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że przedsiębiorstwa energetyczne nie będą mogły uwzględniać tych kosztów w kalkulacji taryf dla odbiorców końcowych, co zapobiega pośredniemu przeliczeniu wydatków na konsumentów. Rozwiązanie to realizuje zasadę ochrony odbiorców energii przed nieuzasadnionym wzrostem cen oraz zapewnia spójność z mechanizmem rekompensaty finansowanej z budżetu państwa.

Wprowadzenie art. 15b prowadzi tym samym do utworzenia dwutorowego modelu finansowania realizacji obowiązku efektywności energetycznej – z jednej strony utrzymany zostaje obowiązek podmiotów zobowiązanych do zapewnienia określonych oszczędności energii, z drugiej zaś wprowadzony zostaje instrument rekompensujący koszty finansowe wynikające z wyboru formy pośredniej, tj. nabycia i umorzenia świadectw.

Jednocześnie nowelizacja wprowadza podstawę do wydania aktu wykonawczego, który określi szczegółowe zasady składania wniosków i wypłat rekompensat, w tym sposób dokumentowania poniesionych kosztów oraz tryb rozliczeń. Obowiązek wydania tego aktu spoczywa na ministrze właściwym do spraw klimatu, działającym w porozumieniu z ministrem

właściwym do spraw finansów publicznych, co zapewnia zarówno merytoryczne, jak i budżetowe bezpieczeństwo systemu.

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu, wydawanego w porozumieniu z Ministrem Finansów, zostanie opracowany w wykonaniu upoważnienia ustawowego zawartego w art. 15b ustawy o efektywności energetycznej. Celem rozporządzenia będzie określenie szczegółowego trybu składania wniosków o wypłatę rekompensaty oraz szczegółowego trybu jej wypłaty.

Zgodnie z przepisami ustawy, podmiot zobowiązany, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2, realizujący obowiązek uzyskania oszczędności energii poprzez nabycie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej, będzie uzyskiwał rekompensatę z budżetu państwa za koszty nabycia tych praw. Rekompensata będzie wypłacana przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych, na wniosek podmiotu zobowiązanego, w wysokości odpowiadającej faktycznie poniesionym kosztom nabycia praw majątkowych. Jednocześnie koszty te nie będą stanowiły kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne i nie będą podlegały uwzględnieniu w taryfach dla odbiorców końcowych.

Projektowane rozporządzenie będzie miało na celu zapewnienie przejrzystych, jednolitych i efektywnych zasad ubiegania się o rekompensatę przez podmioty zobowiązane, a także transparentność i terminowość wypłat środków pochodzących z budżetu państwa. Wprowadzenie szczegółowych procedur umożliwi prawidłowe i kontrolowalne dysponowanie środkami publicznymi, przy jednoczesnym uproszczeniu procesu dla podmiotów zobowiązanych.

W projekcie rozporządzenia zostaną określone w szczególności:

- sposób i forma składania wniosków o wypłatę rekompensaty;
- wykaz danych i dokumentów niezbędnych do złożenia wniosku, w szczególności potwierdzających faktyczne poniesienie kosztów nabycia praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej oraz przedstawienie ich do umorzenia Prezesowi URE;
- tryb i terminy weryfikacji formalnej i merytorycznej wniosków przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych, w tym możliwość wezwania wnioskodawcy do uzupełnienia braków formalnych;
- zasady przekazywania środków finansowych na rachunki bankowe wnioskodawców po pozytywnym rozpatrzeniu wniosków;
- sposób prowadzenia ewidencji i sprawozdawczości dotyczącej wypłaconych rekompensat oraz zasady kontroli prawidłowości ich wykorzystania.

Rozporządzenie zapewni spójność i przejrzystość mechanizmu wypłat, przyczyniając się do prawidłowego rozliczania środków publicznych oraz zapewnienia nadzoru nad procesem realizacji obowiązków efektywnościowych. Ustalenie szczegółowego trybu postępowania ułatwi podmiotom zobowiązanym przygotowanie wniosków i ograniczy ryzyko błędów formalnych, a także przyczyni się do skrócenia czasu rozpatrywania wniosków przez organ właściwy.

Projektowana regulacja nie spowoduje zwiększenia obciążeń administracyjnych po stronie przedsiębiorstw energetycznych poza obowiązkiem złożenia wniosku i przedstawienia dokumentacji potwierdzającej poniesione koszty. Wydatki na wypłatę rekompensat będą finansowane z budżetu państwa, z części pozostającej w dyspozycji ministra właściwego do spraw finansów publicznych.

Rozporządzenie będzie realizować zasadę transparentności i terminowości wypłat środków publicznych, wprowadzając jednocześnie obowiązek prowadzenia przez właściwy organ ewidencji wniosków i wypłaconych rekompensat oraz raportowania do ministra właściwego do spraw klimatu i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy proponuje się dodanie art. 74a, na mocy którego od dnia 1 stycznia 2026 r. stawka opłaty mocowej wynosić będzie 0 zł miesięcznie dla wszystkich grup odbiorców energii elektrycznej. Jednocześnie wprowadza się mechanizm rekompensaty dla operatora systemu przesyłowego, finansowanej ze środków publicznych pochodzących z przychodów uzyskiwanych z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Celem projektowanej zmiany jest zniesienie obciążenia finansowego nakładanego na odbiorców końcowych energii elektrycznej w związku z funkcjonowaniem rynku mocy, przy jednoczesnym utrzymaniu stabilności systemu zapewniającego bezpieczeństwo dostaw energii. Wprowadzenie opłaty mocowej w 2021 r. stanowiło element reformy rynku energii mającej na celu zapewnienie długoterminowej dostępności mocy wytwórczych i uniknięcie deficytów mocy w systemie elektroenergetycznym. Konieczność utworzenia rynku mocy wynikała ze spadku rentowności jednostek konwencjonalnych, wypieranych z rynku przez rosnący udział odnawialnych źródeł energii (OZE), co doprowadziło do powstania tzw. *missing money problem* – brakujących przychodów niezbędnych do utrzymania jednostek konwencjonalnych w gotowości do pracy w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Jednocześnie, w związku z przepisami klimatycznymi Unii Europejskiej, z udziału w aukcjach mocy z dostawą po 2025 r. zostały wyeliminowane jednostki węglowe, co znacząco ograniczyło

podaż dostępnych mocy konwencjonalnych. W rezultacie doszło do istotnego wzrostu cen kontraktowanych obowiązków mocowych, a tym samym do zwiększenia kosztów opłaty mocowej ponoszonej przez odbiorców końcowych energii elektrycznej.

Zgodnie z ogłoszonymi przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki stawkami na rok 2026, przewidywany jest wzrost opłaty mocowej dla odbiorców końcowych o ponad 50% rok do roku, co w sposób istotny zwiększy koszty rachunków za energię elektryczną w gospodarstwach domowych i w sektorze przedsiębiorstw.

Środki z opłaty mocowej stanowią przychód operatora systemu przesyłowego i są przeznaczane na pokrycie zobowiązań wynikających z zawartych umów mocowych. Dzięki nim możliwe było utrzymanie w gotowości jednostek wytwórczych o łącznej mocy ponad 20 GW oraz stworzenie mechanizmu zachęt do inwestycji w nowe źródła wytwórcze.

W dotychczasowym modelu koszty funkcjonowania rynku mocy są w całości przenoszone na odbiorców końcowych poprzez opłatę mocową ustalaną corocznie przez Prezesa URE. Mechanizm ten – analogicznie jak w przypadku opłaty OZE i kogeneracyjnej – ma charakter quasi-fiskalny, ponieważ stanowi dodatkowe obciążenie doliczane do rachunków za energię elektryczną. W warunkach wysokich cen energii oraz rosnących kosztów utrzymania gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, dalsze utrzymywanie tego obciążenia jest społecznie nieuzasadnione i może negatywnie wpływać na konkurencyjność gospodarki.

Projektowana zmiana nie ingeruje w strukturę i mechanizmy funkcjonowania rynku mocy, lecz modyfikuje sposób jego finansowania. System aukcyjny oraz zasady zawierania i realizacji umów mocowych pozostają bez zmian. Zmianie ulega jedynie źródło środków przeznaczonych na pokrycie kosztów funkcjonowania rynku mocy – z opłaty pobieranej od odbiorców końcowych na środki pochodzące z wpływów z aukcji uprawnień do emisji CO₂.

Tym samym proponowane rozwiązanie zapewnia pełną neutralność finansową po stronie operatora systemu przesyłowego, który otrzymywać będzie rekompensatę w wysokości odpowiadającej kwocie, jaką uzyskałby z tytułu opłaty mocowej przy jej utrzymaniu w dotychczasowej wysokości. Rekompensata będzie wypłacana miesięcznie przez ministra właściwego do spraw energii, co gwarantuje ciągłość finansowania i stabilność zobowiązań wobec uczestników rynku mocy.

Zmiana ta jest zgodna z zasadą, że przychody z systemu EU ETS powinny być przeznaczane na finansowanie transformacji energetycznej oraz na działania ograniczające koszty polityki klimatycznej dla odbiorców końcowych. Przeniesienie ciężaru finansowania rynku mocy na środki pochodzące z ETS pozwoli na trwałe odciążenie rachunków za energię

elektryczną, bez ograniczenia funkcjonalności mechanizmu zapewniającego bezpieczeństwo dostaw.

Ponadto projekt wpisuje się w szerszy kierunek reform systemu opłat i danin w sektorze elektroenergetycznym, zmierzających do uproszczenia struktury rachunków za energię, zwiększenia ich przejrzystości oraz eliminacji opłat o charakterze przejściowym lub o ograniczonym uzasadnieniu ekonomicznym.

Efektom proponowanej zmiany będzie trwałe obniżenie kosztów energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, przy jednoczesnym utrzymaniu stabilności i bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Finansowanie rynku mocy ze środków uzyskiwanych z aukcji uprawnień do emisji CO₂ przyczyni się do zwiększenia społecznej akceptacji dla transformacji energetycznej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji proponuje się zmianę polegającą na ustaleniu stawki opłaty kogeneracyjnej na poziomie 0 zł za 1 MWh od dnia 1 stycznia 2026 r. dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej oraz podmiotów zobowiązanych do jej wnoszenia.

Celem zmiany jest zniesienie obciążenia nakładanego na odbiorców końcowych w związku z finansowaniem wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, przy jednoczesnym zachowaniu mechanizmu wsparcia, który nadal stanowić będzie istotny bodziec inwestycyjny dla modernizacji sektora ciepłowniczego. Wiele krajowych jednostek ciepłowniczych i kogeneracyjnych, zwłaszcza w sektorze komunalnym, ze względu na wiek i stan techniczny wymaga zastąpienia nowymi instalacjami. Realizacja takich inwestycji bez wsparcia – w szczególności w formie premii kogeneracyjnej – byłaby w większości przypadków ekonomicznie niemożliwa. Premia ta zapewnia bowiem stabilne i przewidywalne przychody, co ułatwia pozyskanie finansowania zewnętrznego przez przedsiębiorstwa dysponujące ograniczonym kapitałem własnym.

Opłata kogeneracyjna została wprowadzona w 2019 r. jako źródło finansowania systemu wsparcia mającego na celu rozwój wysokosprawnej kogeneracji, modernizację krajowych mocy wytwórczych oraz poprawę efektywności energetycznej w sektorze ciepłowniczym. Środki z tej opłaty, przekazywane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. wytwórcom wyłonionym w aukcjach lub naborach organizowanych przez Prezesa URE, umożliwiły uruchomienie szeregu inwestycji gazowych i biomasowych, przyczyniając się do ograniczenia emisji i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw ciepła.

W obowiązującym modelu finansowania koszty systemu wsparcia są równoważone poprzez ustalanie przez Prezesa URE stawki opłaty kogeneracyjnej w wysokości zapewniającej pokrycie zobowiązań wobec beneficjentów. Mechanizm ten ma charakter quasi-fiskalny, ponieważ przenosi ciężar finansowania bezpośrednio na odbiorców energii. W warunkach utrzymującego się wysokiego poziomu cen energii elektrycznej oraz rosnących kosztów życia, dalsze obciążanie rachunków odbiorców taką opłatą byłoby społecznie nieuzasadnione.

Utrzymywanie opłaty kogeneracyjnej w dotychczasowej formule prowadziłoby do podwójnego obciążania odbiorców kosztami polityki energetyczno-klimatycznej – po pierwsze poprzez koszt uprawnień do emisji CO₂ zawarty w cenie energii elektrycznej oraz ciepła produkowanego w systemach ciepłowniczych o mocy powyżej 20 MW, a po drugie poprzez samą opłatę kogeneracyjną. W celu eliminacji tego zjawiska projekt zakłada zmianę źródła finansowania systemu wsparcia poprzez przeznaczenie środków pochodzących z przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS na pokrycie kosztów premii kogeneracyjnej.

Proponowane rozwiązanie gwarantuje neutralność finansową systemu wsparcia – Zarządca Rozliczeń S.A. otrzyma rekompensatę ze środków budżetu państwa odpowiadającą utraconym wpływom z tytułu opłaty kogeneracyjnej, finansowaną z przychodów z systemu ETS. Jednocześnie utrzymane zostają dotychczasowe zasady funkcjonowania mechanizmu premii kogeneracyjnej oraz zobowiązania wobec wytwórców.

Projektowana zmiana jest spójna z zasadą, że przychody z systemu EU ETS powinny być przeznaczane na finansowanie transformacji energetycznej oraz na ograniczanie kosztów ponoszonych przez odbiorców w związku z realizacją polityki klimatycznej. Przeniesienie ciężaru finansowania wsparcia kogeneracji z rachunków odbiorców na środki pochodzące z ETS stanowi element szerszego programu reform mających na celu uproszczenie struktury rachunków za energię, zwiększenie ich przejrzystości oraz likwidację opłat o charakterze przejściowym lub historycznym.

Efektom wprowadzenia proponowanej zmiany będzie trwałe obniżenie rachunków za energię elektryczną dla wszystkich grup odbiorców, przy zachowaniu stabilności systemu wsparcia.

3. Założenia do projektowanych aktów wykonawczych w zakresie dotyczącym rekompensat

W związku z ustawowym upoważnieniem do określenia w drodze rozporządzenia zakresu i terminu przekazywania informacji niezbędnych do wyliczenia wysokości rekompensaty oraz sposobu przekazywania środków z tytułu tej rekompensaty, niezbędne jest opracowanie aktu wykonawczego, który zapewni operacyjne wdrożenie przepisów ustawowych. Rozporządzenie to powinno zagwarantować przejrzyste, terminowe i efektywne funkcjonowanie mechanizmu wypłaty środków, przy jednoczesnym zachowaniu płynności finansowej systemu wsparcia i właściwego wykorzystania funduszy pochodzących ze środków ETS.

Zakres regulacji powinien obejmować precyzyjne wskazanie rodzajów informacji, jakie mają być przekazywane ministrowi właściwemu do spraw energii przez podmioty uczestniczące w systemie m.in. przez operatora rozliczeń energii odnawialnej. Informacje te powinny umożliwiać prawidłowe wyliczenie należnej rekompensaty i obejmować dane dotyczące m.in. liczby świadectw pochodzenia, wartości ich nabycia, danych beneficjentów oraz zakresu umorzeń. Rozporządzenie musi również wskazywać terminy przekazywania tych danych, dostosowane do cykli budżetowych i harmonogramu wypłat.

Kolejnym istotnym elementem rozporządzenia będzie określenie sposobu przekazywania środków finansowych przeznaczonych na wypłatę rekompensat. Należy wskazać instytucje pośredniczące w transferze środków, określić techniczne zasady ich przekazywania (w tym identyfikację płatności i obowiązki sprawozdawcze), a także przewidzieć mechanizmy kontrolne i zabezpieczające przejrzystość całego procesu.

Projekt aktu powinien uwzględniać konieczność minimalizacji obciążeń administracyjnych uczestników procesu, przy jednoczesnym zapewnieniu rzetelnego nadzoru nad przekazywanymi środkami. Uregulowania muszą być także zgodne z ramami prawnymi dotyczącymi wykorzystywania przychodów z handlu uprawnieniami do emisji (ETS), a ich konstrukcja powinna umożliwiać sprawne raportowanie i audyt.

4. Skutki finansowe, społeczne i gospodarcze

Aktualnie przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla (CO₂) są dzielone pomiędzy budżet państwa, fundusze celowe oraz określone ustawowo wydatki m.in.

finansowanie działalności Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), odpowiedzialnego za krajowy system rozliczania emisji.

Zgodnie ze zmienionym w 2023 r. art. 10 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, państwa członkowskie Unii Europejskiej są zobowiązane do przeznaczania 100% przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na działania wspierające transformację energetyczną, ochronę klimatu oraz łagodzenie społecznych skutków polityki klimatycznej.

Projektowana ustawa realizuje ten obowiązek poprzez wprowadzenie rozwiązania, zgodnie z którym od dnia 1 stycznia 2026 r. koszty funkcjonowania mechanizmów wsparcia dla źródeł wytwórczych energii (w tym opłat: OZE, kogeneracyjnej, mocowej i przejściowej), a także systemu wsparcia efektywności energetycznej, będą finansowane ze środków pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS.

Rozwiązanie to pozwoli uniknąć sytuacji podwójnego ponoszenia kosztów polityki klimatycznej Unii Europejskiej przez odbiorców energii elektrycznej – po raz pierwszy w formie kosztów emisji CO₂ wliczonych w cenę energii, a po raz drugi w postaci opłat na finansowanie mechanizmów wsparcia.

W efekcie proponowanych zmian obniżeniu ulegną koszty energii elektrycznej ponoszone przez gospodarstwa domowe, co przełoży się na wzrost dochodów rozporządzalnych ludności i pobudzenie konsumpcji prywatnej. Zmiana ta będzie mieć pozytywny wpływ na wzrost gospodarczy, w szczególności poprzez ograniczenie kosztów utrzymania w gospodarstwach o niskich i średnich dochodach, co w konsekwencji spowoduje zwiększenie wpływów budżetu państwa z tytułu podatków pośrednich wynikających ze wzrostu konsumpcji.

Jednocześnie projekt przyczyni się do obniżenia kosztów energii elektrycznej dla przedsiębiorstw, które obecnie ponoszą znaczne obciążenia wynikające nie tylko z cen wytworzenia energii, lecz także z kosztownych mechanizmów wsparcia finansowanych w taryfach. Zmniejszenie tych kosztów zwiększy konkurencyjność polskiej gospodarki, poprawi rentowność działalności produkcyjnej i usługowej oraz ułatwi transformację przemysłu w kierunku niskoemisyjnym.

Precyzyjne oszacowanie skutków finansowych dla sektora finansów publicznych nie jest możliwe ze względu na konstrukcję poszczególnych mechanizmów wsparcia. Szacunkowo łączna wartość wydatków, które będą finansowane ze środków pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji, wyniesie ok. 8 mld zł rocznie (a przy nowych stawkach opłaty mocowej nawet 10,5 mld zł). Ostateczna kwota będzie uzależniona od sytuacji na rynku energii – część

mechanizmów ma bowiem charakter kontraktów różnicowych, w ramach których przy wysokich cenach energii wypłaty na rzecz wytwórców ulegają ograniczeniu.

Szacuje się, że zmiana stawki podatku od towarów i usług (VAT) dla energii elektrycznej z 23% na 5% spowoduje spadek dochodów budżetu państwa o ok. 3,5–4 mld zł rocznie. Faktyczny poziom ubytku dochodów będzie zależny od wysokości taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na dany rok oraz od wolumenu zużycia energii. Jednocześnie zakłada się, że wpływ tej zmiany na budżet zostanie w znacznej mierze skompensowany poprzez zwiększoną konsumpcję, szczególnie wśród gospodarstw domowych o niższych i średnich dochodach, co doprowadzi do wzrostu wpływów z VAT od innych towarów i usług.

Koszty proponowanych zmian zostaną pokryte rosnącymi przychodami z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji. Cena uprawnień na początku 2025 r. wynosiła około 70 EUR za tonę emisji, a obecnie zbliża się do 80 EUR/t i znajduje się w trendzie wzrostowym, co wynika z mechanizmu systemu EU ETS polegającego na corocznym zmniejszaniu puli dostępnych uprawnień. Dodatkowym źródłem finansowania proponowanych rozwiązań będą zwiększone dochody budżetowe, w szczególności z podatku VAT, wynikające z poprawy konkurencyjności gospodarki i wzrostu konsumpcji prywatnej napędzanej spadkiem kosztów ponoszonych przez gospodarstwa domowe.

Wprowadzenie limitu stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych nie będzie generować skutków finansowych dla budżetu państwa, natomiast przyczyni się do ograniczenia wzrostu taryf dystrybucyjnych oraz spadku cen energii dla odbiorców końcowych.

Podsumowując, projektowana nowelizacja przyczyni się do:

- obniżenia rachunków za energię dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw,
- zwiększenia przejrzystości rachunków za energię elektryczną,
- ograniczenia pośrednich mechanizmów fiskalnych,
- zapewnienia zgodności z prawem Unii Europejskiej w zakresie wykorzystania wpływów z EU ETS
- utrzymania neutralności budżetowej poprzez wykorzystanie istniejących źródeł dochodów publicznych na cele klimatyczne i energetyczne.

Całościowy efekt regulacji będzie mieć charakter prorozwojowy, antyinflacyjny i społecznie korzystny, wzmacniając konkurencyjność gospodarki, stabilność finansów publicznych oraz bezpieczeństwo energetyczne państwa.

5. Uzasadnienie przyjętego modelu prawnego

Projektowana regulacja wprowadza stawki 0 zł dla opłat: mocowej, kogeneracyjnej, przejściowej oraz OZE, przy jednoczesnym zapewnieniu ciągłości finansowania systemów wsparcia poprzez rekompensaty wypłacane ze środków pochodzących z aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (ETS).

Przyjęty model prawny stanowi najbardziej przejrzyste i zgodne z zasadami konstytucyjnymi rozwiązanie, ponieważ:

- nie narusza obowiązujących systemów wsparcia, lecz jedynie zmienia sposób ich finansowania (z rachunków odbiorców na środki publiczne pochodzące z ETS): zapewnia ciągłość obowiązków i praw uczestników rynku energii, unikając konieczności tworzenia nowych mechanizmów wsparcia;
- utrzymuje stabilność systemu rozliczeń (poprzez miesięczne wypłaty rekompensat przez ministra właściwego do spraw energii).

W 2024 r. mechanizmy stabilizacji cen energii zostały wprowadzone na mocy ustawy z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 i 2024 roku oraz niektórych innych ustaw.

Projektowana ustawa nie korzysta z funduszy nadzwyczajnych ani mechanizmów pomocowych, lecz wprowadza trwały i systemowy model finansowania poprzez skierowanie wpływów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ na cele bezpośrednio związane z transformacją energetyczną i ochroną odbiorców końcowych.

Odniesienie do ubiegłorocznego rozwiązania ma charakter formalny i techniczny — w obu przypadkach zastosowano zbliżony mechanizm rekompensacyjny (wypłaty z funduszy publicznych dla operatorów systemów wsparcia), jednak różni się źródłem finansowania i trwałością regulacji. W 2024 r. był to instrument nadzwyczajny, obecnie – trwały element systemu finansowania energetyki zgodny z prawem unijnym.

6. Zgodność z prawem Unii Europejskiej i obowiązek wykorzystania środków ETS

Zgodnie z art. 10 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, państwa członkowskie są zobowiązane do przeznaczania 100% wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na działania związane z transformacją energetyczną, ochroną klimatu i łagodzeniem społecznych skutków polityki klimatycznej.

Polska dotychczas nie wprowadziła pełnego mechanizmu zapewniającego wykorzystanie całości środków ETS na te cele. Projektowana ustawa usuwa tę lukę, jednoznacznie przesądzając, że 100% wpływów z ETS przeznaczane jest na finansowanie działań wspierających transformację energetyczną, w tym na rekompensaty z tytułu zastosowania stawki 0 zł dla opłat OZE, mocowej, kogeneracyjnej i przejściowej.

Takie rozwiązanie:

- realizuje obowiązek wynikający z prawa UE,
 - zapobiega nieuzasadnionemu dublowaniu obciążeń odbiorców (którzy już ponoszą koszt ETS w cenie energii),
- zapewnia zgodność projektowanej ustawy z zasadami pomocy publicznej, ponieważ środki ETS mają charakter celowy i nie stanowią subsydium z budżetu państwa.

Wpływ projektowanej ustawy na majątkowe prawa i obowiązki przedsiębiorców.

Projekt przyczyni się do obniżenia nadmiarowych zysków operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych. Jednocześnie projekt spowoduje obniżenie cen rachunków za energię elektryczną dla pozostałych przedsiębiorców, w tym z sektora MŚP, co doprowadzi do poprawy konkurencyjności polskiej gospodarki i wpływa pozytywnie na sytuację majątkową przedsiębiorców.

Wpływ projektowanej ustawy na sytuację mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt ustawy wpływa pozytywnie na sytuację majątkową mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców, obniżając ich rachunki za energię elektryczną o około 20%.

Projekt nie zawiera przepisów regulacyjnych lub przepisów określających wymogi dotyczące świadczenia usług transgranicznych w rozumieniu ustawy z dnia 22 grudnia 2015 r. o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 334).

Nie ma możliwości podjęcia alternatywnych w stosunku do projektowanej ustawy środków umożliwiających osiągnięcie zamierzonego celu.

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane przepisy są zgodne z zasadami proporcjonalności, uzasadnionego i niedyskryminującego charakteru. Przepisy projektu ustawy są uzasadnione nadrzędnymi względami interesu ogólnego i tym samym nie wykraczają poza to, co niezbędne.

Projekt ustawy nie wywiera wpływu na obszar danych osobowych. W związku z tym nie przeprowadzono oceny skutków ochrony danych osobowych, o której mowa w art. 35 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.).

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt ustawy nie zawiera wymogów nakładanych na usługodawców podlegających notyfikacji, o której mowa w art. 15 ust. 7 lub 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).

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Przewiduje się, że ustawa wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.



Zarząd
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

tel.: (+48 22) 340 17 03

Warszawa, 12 grudnia 2025 r.

SZ/ 1242 /2025/W

WYDZIAŁ OBSŁUGI PREZYDIUM SEJMU

L. dz. SPS-III.020.390.13.8025

Data wpływu 16.XII.25

Pan

Włodzimierz Czarzasty

Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej

ul. Wiejska 4/6/8

00-902 Warszawa

Szanowny Panie Marszałku,

w związku ze skierowaniem do konsultacji społecznych przedstawionego przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. przekazuje w załączniku do niniejszego pisma uwagi dotyczące wyżej wymienionego projektu ustawy.

Z wyrazami szacunku,

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez
Robert Kowalski; Wiceprezes
Zarządu
Data: 2025.12.12 16:36:05 CET

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez Marcin
Laskowski; Wiceprezes Zarządu
Data: 2025.12.12 19:12:30 CET

Załącznik:

- Uwagi PGE do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Uwagi PGE

do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

Lp.	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi
1.	<p>Art. 1 projektu ustawy (WACC będzie ustalany przez PURE w wysokości nie wyższej niż stopa referencyjna obowiązująca w dniu zatwierdzenia taryfy, powiększona o 3%)</p>	<p>WACC jest ważnym elementem w procesie ustalania taryf dla OSD, ponieważ jego wysokość wpływa na wartość zwrotu z kapitału stanowiącego element przychodu regulowanego i znajduje przełożenie na wysokość rachunków za usługę dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.</p> <p>Zgodnie z Informacją PURE w sprawie kalkulacji taryf OSD na 2025 r., w związku z Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET), w celu zapewnienia realizacji jej postanowień, średnioważony koszt kapitału na rok 2025 wyznaczono przyjmując jako wielkość bazową WACC na poziomie 7,478%. Wartość WACC w tej wysokości została wyznaczona zgodnie z zasadami przyjętymi przez PURE na etapie kalkulacji taryf OSD na 2023 r., jako średnia z wartości WACC z poszczególnych lat okresu 2023-2028 na podstawie prognoz przygotowanych przez Narodowe Centrum Analiz Ekonomicznych (NCAE).</p> <p>Podobnie jak w roku ubiegłym, PURE uznał za zasadne nie tylko powiększenie wielkości bazowej WACC na 2025 r. o premię za reinwestowanie, ale również zróżnicowanie jej wysokości dla poszczególnych OSD, w zależności od przyjętych przez OSD priorytetów inwestycyjnych, w tym planowanych do poniesienia nakładów na poszczególne kategorie inwestycyjne wynikające z KET.</p> <p>Szczegółowy opis zasad wyznaczania WACC dla 5 największych OSD został zawarty w dokumencie pn. „Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028”. W metodyce tej wskazano, że „biorąc pod uwagę konsekwencje stosowania dotychczasowej metody (nieunikniony wzrost WACC i w efekcie stawek opłat taryfowych, a następnie istotny spadek tych wielkości), kierując się równoważeniem interesów odbiorców energii elektrycznej i przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE uznał za zasadne modyfikację sposobu ustalania stopy wolnej od ryzyka i wprowadził stałą wartość WACC w całym okresie obowiązywania nowych Planów Rozwoju (2023 – 2028), zwaną wartością bazową, z możliwością przedłużenia jej obowiązywania na ostatnie lata KET tj. 2029 – 2030 (przy całym okresie obowiązywania KET tj. 2023 – 2030). Stała wartość WACC została ustalona jako średnia arytmetyczna z wartości WACC skalkulowanych dla poszczególnych lat okresu 2023 – 2028 z wykorzystaniem prognoz w zakresie kształtowania się poziomu stopy wolnej od ryzyka przygotowanych przez NCAE w powyższym okresie oraz przy założeniu pozostałych niezmiennych elementów wyznaczania WACC, w tym z uwzględnieniem podwyższonej wartości premii za ryzyko udostępniania kapitału własnego.”</p> <p>Uzasadniając wprowadzenie stałej, uśrednionej wartości średnioważonego kosztu kapitału w okresie kolejnych 6 lat, PURE wyjaśnił, iż sytuacja ta jest korzystna zarówno dla odbiorców energii elektrycznej, jak i dla przedsiębiorstw energetycznych. Stała wartość WACC z jednej strony wyhamowuje znaczne wahania stawek opłat dla odbiorców (początkowy ich wzrost, a następnie spadek), a z drugiej zaś będzie elementem przyczyniającym się do zachowania stabilności przychodów przedsiębiorstw energetycznych, a tym samym przewidywalności warunków ich funkcjonowania,</p>

Uwagi PGE

do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

		<p>w szczególności dotyczących zasad wynagradzania ich majątku infrastrukturalnego i planowanych nakładów inwestycyjnych na jego odtwarzanie i rozwój.</p> <p>Uwzględniając obecne - jak i stojące przed operatorami systemów elektroenergetycznych - wyzwania związane z rosnącymi potrzebami inwestycyjnymi, jakie zostały określone w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki oraz ich istotną rolę w procesie transformacji energetycznej w Polsce, PURE uznał za uzasadnione podwyższenie WACC o premię za reinwestowanie w okresie 2023–2028, w celu zapewnienia finansowania postanowień KET. Wysokość premii za reinwestowanie będzie podlegała corocznej ocenie przez Prezesa URE w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf przedkładanych przez OSD, a jej minimalny poziom w całym okresie obowiązywania Metody (2023 – 2028) wynosi 1%.</p> <p>Inwestowanie w sektor energetyczny nierozzerwalnie wiąże się z zaangażowaniem znacznych środków finansowych, natomiast sam proces inwestycyjny jest długotrwały i często skomplikowany. W przypadku większych projektów – od podjęcia samej decyzji inwestycyjnej do oddania do użytkowania nowego obiektu infrastruktury sieciowej upływa zazwyczaj kilka lat (3-5). Poza przejrzystymi i stabilnymi regulacjami prawnymi, wynikającymi z obowiązujących przepisów prawa, istotne znaczenie ma podejście organu regulacyjnego, który w ramach przyznanych mu kompetencji współtworzy właściwe otoczenie niezbędne do inwestowania i pozyskiwania kapitału, ustalając m.in. zasady kalkulacji kosztu kapitału, który jest jednym z elementów składowych kalkulacyjnego przychodu regulowanego przedsiębiorstwa.</p> <p>Należy również mieć na uwadze duże znaczenie stabilności finansowej OSD oraz przewidywalności ich planów inwestycyjnych dla lokalnych przedsiębiorców. Local content w segmencie dystrybucji przekracza – w zależności od definicji – 80-85%. Według danych GUS, łączna wartość nakładów inwestycyjnych w województwach tzw. „ściany wschodniej” – czyli lubelskie, podkarpackie, podlaskie i warmińsko-mazurskie – wynosi ok. 45–50 mld PLN rocznie (łącznie dla wszystkich sektorów gospodarki). Dla porównania, planowane nakłady inwestycyjne PGE Dystrybucja to ok. 5 mld PLN w 2025 roku, co czyni Spółkę jednym z kluczowych inwestorów w regionie. Projekty Spółki mają zatem realny wpływ na rozwój gospodarczy regionu, w tym na lokalny rynek pracy, podwykonawców i dostawców technologii.</p>
2.	Art. 2 projektu ustawy (obniżenie stawki VAT za energię elektryczną)	<p>Propozycja wprowadzenia stałej stawki VAT na poziomie 5% byłaby zasadna z punktu widzenia „wyrównania zasad gry” między energią elektryczną a innymi nośnikami. Zasadniczo działania tego typu stosowane są w okresach kryzysów i szoków energetycznych – pozwalają na doraźne zredukowanie kosztów dla odbiorców. Aktualnie sytuacja w sektorze energetycznym ulega względnej stabilizacji, a Polska notuje dodatni poziomy wzrostu gospodarczego. Uważamy, że tego typu instrumenty należy „zachować” na okresy kryzysowe, kiedy faktycznie będą niezbędne.</p> <p>ALTERNATYWNE ROZWIĄZANIE:</p> <ul style="list-style-type: none">• wprowadzenie obniżenia cen za energię elektryczną dla odbiorców wrażliwych (np. gospodarstwa domowe o niskich dochodach, odbiorcy biznesowi z dużym udziałem kosztów energii w koszcie wytworzenia produktu lub świadczenia)

Uwagi PGE

do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

		<p>usługi). Może to działać niekoniecznie na poziomie VAT, ale np. zwiększonych kosztów uzyskania przychodu (np. mnożnik).</p> <ul style="list-style-type: none">• Rozważenie powiązania obniżki stawki VAT lub stosowania innych ulg podatkowych od podjęcia przez odbiorców działań, które są korzystne dla sieci (np. przejście na taryfy dynamiczne, umowa z agregatorem DSR, itp.).
3.	Art. 3, 4 pkt 3, 7 i 8 projektu ustawy (zwolnienie odbiorców z opłaty oze, mocowej, kogeneracyjnej oraz przejściowej)	<p>Zwolnienie odbiorców z opłat: oze, mocowej, kogeneracyjnej oraz przejściowej spowoduje zburzenie krajowej architektury finansowania systemu energetycznego, eksponując sektor na ogromne ryzyko finansowe oraz podkopując zaufanie do stabilności ram inwestycyjnych w Polsce.</p> <p>Istnieje ryzyko powstania deficytu taryfowego – braku źródła finansowania dla mechanizmów regulacyjnych umożliwiających realizację długoterminowych inwestycji infrastrukturalnych w sektorze energetycznym.</p> <p>Środki z aukcji uprawnień do emisji CO₂ są obecnie znaczące, jednak najprawdopodobniej wyczerpią się przed rokiem 2040 (biorąc pod uwagę zarówno obecny liniowy wskaźnik redukcji uprawnień dostępnych w ramach EU EUTS jak i prawdopodobne przyjęcie przez UE wiążącego celu redukcji emisji o 90% do 2040 roku), kiedy to wciąż duża część jednostek będzie uprawniona do uzyskiwania przychodów z tytułu premii kogeneracyjnej czy rynku mocy. Przyjęcie tego postulatu w sposób oczywisty spowodowałoby lukę w źródle finansowania tych mechanizmów.</p> <p>Ocena kwestii finansowania tak radykalnego rozwiązania jest o tyle trudna, że sam projektodawca nie przedstawił oceny finansowej tego rozwiązania. Zakres celów, na które przeznaczają się środki z aukcji uprawnień do emisji CO₂, który został wskazany w rozdziale 8 ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (zwaną dalej ustawą ETS), jest bardzo obszerny, a dodanie do tego nowego celu, tj. finansowania tych wszystkich opłat bez poparcia i udowodnienia, że to sfinansowanie będzie realne, budzi wiele wątpliwości.</p> <p>Ponadto wskazujemy, że nasze wątpliwości budzi sama koncepcja tego rozwiązania. Biorąc pod uwagę liczbę zmienianych ustaw w tym zakresie oraz obecne rozwiązania dotyczące zarządzania środkami z aukcji uprawnień do emisji CO₂, propozycja ta wydaje się być niespójna. Zgodnie z ustawą ETS środki uzyskane ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji stanowią dochód budżetu państwa (art. 49 ust. 2). Opiekunem tej ustawy jest minister właściwy do spraw klimatu, do którego zadań należy m.in. przygotowanie w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych corocznego sprawozdania dotyczącego wykorzystania w poprzedzającym roku kalendarzowym środków przeznaczonych na cele lub polityki (art. 50). Mając to na uwadze niezrozumiałe są przepisy stanowiące, że rekompensata jest wypłacana przez ministra właściwego do spraw energii, podczas gdy minister ten nie został uwzględniony w ustawie, która reguluje kwestie zarządzania środkami z aukcji uprawnień do emisji CO₂. Brak też logicznego ciągu regulacji pomiędzy wypłatą rekompensat, a przeznaczeniem środków z emisji na ich pokrycie.</p>

Uwagi PGE

do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

		<p>Dużo lepszym rozwiązaniem, jeżeli taka regulacja miałaby funkcjonować w systemie prawnym, byłoby utworzenie dedykowanego funduszu, którego dysponentem byłby właściwy minister, natomiast zarządzanie nim powierzono by innemu podmiotowi.</p>
4	Art. 4 pkt 1 i 2 projektu ustawy (zielone i błękitne certyfikaty)	<p>Zaproponowana zmiana przewidująca obniżenie od 2026 r. do 0,5% poziomu obowiązku umorzenia zielonych i niebieskich certyfikatów, a także zakończenie umarzania świadectw pochodzenia dotyczących biogazu narusza naszym zdaniem zasady prawidłowej legislacji wywiedzione z Konstytucji RP, m. in. zasady pewności prawa i zaufania obywateli do państwa i stanowionego przez nie prawa - „Niedopuszczalne jest więc, by nowe unormowania zaskakiwały swych adresatów. Adresat normy musi mieć zapewniony czas na przystosowanie się do zmienionych regulacji i na bezpieczne podjęcie odpowiednich decyzji co do dalszego postępowania” (wyrok TK sygn. K 2/94). Naruszenie w tym zakresie odnosi się również do terminu wejścia w życie projektu ustawy, który nie przewiduje czasu na dostosowanie się adresatów przepisów do nowych regulacji.</p> <p>Należy pamiętać, że zgodnie z art. 44 ust. 5 ustawy o <i>odnawialnych źródłach energii</i> system zielonych certyfikatów zostanie finalnie wygaszony do 31 grudnia 2035 r. W związku z tym projektodawca, ingerując w obowiązek umarzania certyfikatów, powinien ustalić go na takim poziomie, który pozwoli na ich umorzenie do daty krańcowej.</p> <p><i>Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 sierpnia 2025 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2026-2028</i>, które weszło w życie 31 sierpnia 2025 r. projektodawca określił w trzyletniej perspektywie obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia, tzw. zielonych (9%) i błękitnych certyfikatów (0,5%), co ma przyczynić się to do zwiększenia stabilności i przewidywalności funkcjonowania sektora wytwórców energii z OZE. Tak nagła zmiana tego poziomu wpłynie negatywnie na adresatów tych regulacji oraz stoi w opozycji do wskazanego powyżej celu wydania ww. rozporządzenia. Czyni również regulacje prawne w tym zakresie bardzo niestabilnymi, ponieważ w ciągu jednego roku mamy dwie drastyczne zmiany. Tymczasem zgodnie z orzecnictwem:</p> <ul style="list-style-type: none">- „przyjmowane przez ustawodawcę nowe unormowania nie mogą zaskakiwać ich adresatów, którzy powinni mieć czas na dostosowanie się do zmienionych regulacji i spokojne podjęcie decyzji co do dalszego postępowania” (Wyrok TK., sygn. K 48/04),- „Ustawodawca, dokonując kolejnych modyfikacji stanu prawnego, nie może tracić z pola widzenia interesów, które ukształtowały się przed dokonaniem zmiany stanu prawnego. Nakaz ochrony interesów w toku (pewność prawa) nie ma charakteru bezwzględny. Powołana zasada ma jednak szczególnie kategorię charakteru, jeżeli ustawodawca wyznaczył pewne ramy czasowe, w których jednostka może realizować określone przedsięwzięcie według z góry ustalonych reguł, w zaufaniu, że nie zostaną one zmienione, a jednocześnie dane przedsięwzięcie ma charakter rozłożony w czasie i jednostka faktycznie rozpoczęła realizację danego przedsięwzięcia” (Wyrok TK, sygn. K 27/00).

Uwagi PGE

do prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

		<p>Mając na uwadze powyższe wskazujemy, że kontraktacja energii elektrycznej na rok 2026 jest już zawarta, w związku z tym jakiegokolwiek zmiany w tym zakresie będą mieć istotny wpływ na spółki obrotu energią. Zmiana poziomu obowiązku i nowe ceny świadectw pochodzenia też będą problematyczne dla odbiorców taryfowych.</p> <p>Wydaje się, że projektodawca w ogóle nie uwzględnia interesu wytwórców, skupia się jedynie na odbiorcach końcowych. Tymczasem wysokość tego obowiązku powinna zapewniać równowagę interesów pomiędzy wytwórcami a odbiorcami. Obowiązek powinien być określony na poziomie, który nie obciąży odbiorców końcowych, a jednocześnie pozwoli wytwórcom zapewnić rentowność instalacji OZE.</p>
5	<p>Art. 6 projektu ustawy (ustanowienie mechanizmu rekompensat dla podmiotów zobowiązanych do nabycia i umorzenia świadectw efektywności energetycznej)</p>	<p>Mechanizm białych certyfikatów został zaprojektowany jako rynkowy bodziec do poprawy efektywności energetycznej – system świadectw ma motywować firmy do inwestycji w oszczędność energii. Propozycja zakłada przekształcenie systemu w quasi-dotację, uzależnioną od sytuacji budżetowej, co powoduje istotny wzrost niepewności regulacyjnej. Dodatkowo system rekompensat (w domniemaniu rozliczanych ex-post) powoduje pogorszenie płynności spółek obrotu, co ostatecznie również będzie musiało zostać uwzględnione w taryfach i cennikach energii elektrycznej.</p> <p>Należy podkreślić, że Polska ma wciąż bardzo duży potencjał poprawy efektywności energetycznej we wszystkich sektorach, zatem niezbędne jest funkcjonowanie właściwie zaprojektowanego systemu motywującego do inwestycji w tym obszarze.</p>
6	<p>Art. 10 projektu ustawy (wejście w życie)</p>	<p>Zgodnie z art. 10 projektu ustawy, cała ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r. Narusza to zasady pewności prawa i zaufania obywateli do państwa i stanowionego przez nie prawa, ponieważ nie pozostawia adresatom czasu na dostosowanie się do nowego zakresu obowiązków. Projektodawca ingeruje w zawarte już umowy na dostawy energii oraz nie przewidział odpowiedniego czasu na dostosowanie się adresatów regulacji do wprowadzanych zmian, w tym przeprojektowania systemów rozliczeniowych, co powinno mieć miejsce, tym bardziej, że wprowadzanie zmiany są bardzo radykalne oraz daleko idące.</p>

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez Robert
Kowalski; Wiceprezes Zarządu
Data: 2025.12.12 16:37:34 CET

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez Marcin
Laskowski; Wiceprezes Zarządu
Data: 2025.12.12 19:12:50 CET

Warszawa, 17 grudnia 2025 r.

KL/646/218/PG/2025

Pan
Dariusz Salomończyk
Zastępca Szefa Kancelarii Sejmu

WYDZIAŁ OBSŁUGI PREZYDIUM SEJMU

L. dz. ...*SPS-III.020.970.15.2025*

Data wpływu ...*22.XII.25r.*.....

Dotyczy: projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂

Szanowny Panie Ministrze,

w nawiązaniu do prowadzonych konsultacji *projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂*, Konfederacja Lewiatan stoi na stanowisku, że postulat obniżenia cen energii elektrycznej u odbiorców końcowych należy zawsze uznać za słuszny, ponieważ służy zarówno poprawie konkurencyjności polskiej gospodarki, jak i obniżeniu kosztów życia obywateli. Jednocześnie formuła proponowana do uzyskania tego celu musi zostać skonfrontowana z fundamentami rynku energii w Polsce. Równie istotne jest to, w jakim momencie rynek ten się znajduje. Obecnie trwa okres głębokiej przebudowy nazywanej transformacją energetyczną. Oznacza to, że mamy do czynienia z operacją na żywym organizmie, w dodatku w bardzo dynamicznym momencie rozwoju tego organizmu. Należy podkreślić, że transformacja polega na zastępowaniu przestarzałych, zbudowanych w latach 70 i 80 ubiegłego wieku i wyeksploatowanych źródeł wytwórczych opartych na paliwach kopalnych i zastępowaniu ich przez nowoczesne, bezemisyjne lub mniej emisyjne alternatywy.

Na samym początku należy wskazać że infrastruktura elektroenergetyczna w Polsce mimo znajdowania się w majątku przedsiębiorstw energetycznych, pełni rolę dobra wspólnego. Każdy obywatel czy przedsiębiorstwo korzysta z tej współdzielonej sieci, niezależnie od miejsca aktualnego pobytu czy przyłączenia, stanowi ona dorobek cywilizacyjny państwa i jego obywateli. Status własności i zarządzania czy to sieciami dystrybucyjnymi czy siecią przesyłową, nie zmienia faktu, że służą one obywatelom i gospodarce. Z tego stanu rzeczy wynika konsensus co do konieczności partycypowania wszystkich użytkowników i odbiorców energii elektrycznej w Polsce w procesach zmian i adaptacji tejże infrastruktury do bieżących potrzeb społeczeństwa i gospodarki. Proces ten realizowany jest w formie danin, które składają się na finansowanie rynku energii w Polsce.

member of



BUSINESS OECD

member of

BUSINESSEUROPE

Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenbergh 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy

Poniżej przedstawiamy opinię Konfederacji Lewiatan w zakresie poszczególnych propozycji zawartych w projekcie ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

1. Ograniczenie opłaty dystrybucyjnej

Postulowane w projekcie ograniczenie opłaty dystrybucyjnej wynika z jej udziału w rachunkach za energię, który może się wydawać nieproporcjonalnie wysoki. Jednocześnie należy pamiętać, że opłata dystrybucyjna pokrywa nie tylko koszty eksploatacyjne istniejącej infrastruktury, ale również finansuje jej rozbudowę i modernizację (także w zakresie cyfryzacji i automatyzacji) w celu przyłączenia do systemu nowych źródeł OZE, magazynów energii, stacji ładowania czy odbiorców. Musi ona być uzależniona od ilości przesyłanej energii, ponieważ odbiorca zużywający więcej energii przyczynia się do intensywniejszej eksploatacji sieci. Z tej samej logiki wynikają np. wyższe opłaty drogowe dla pojazdów o wyższej dopuszczalnej masie całkowitej. Rozwój infrastruktury jest z kolei bezpośrednio powiązany z transformacją energetyczną, a szczególnie z charakterem źródeł odnawialnych, które dominują wśród nowych mocy przyłączanych, nie tylko w Polsce czy Europie. Cechuje je rozproszona architektura, znacząco odbiegająca od tradycyjnego układu źródeł konwencjonalnych, a także dwukierunkowe przepływy energii. Jest to inny model funkcjonowania sieci niż w systemie zasilanym przez źródła konwencjonalne, gdzie moc produkowana jest centralnie i rozprowadzana po odbiorcach w całym kraju. Rozproszony charakter źródeł OZE, które przybierają formę mikroinstalacji, jak i relatywnie dużych jednostek, jednak zlokalizowanych na rozległych obszarach całego kraju, wymusza konieczność budowy nie tylko nowej infrastruktury, aby przyłączyć nowe źródła, ale również umożliwić nowe połączenia pozwalające racjonalizować zużycie energii w kraju.

Opłata dystrybucyjna jest co do zasady nośnikiem wszelkich kosztów ponoszonych przez OSD, zarówno tych operacyjnych, eksploatacyjnych czy związanych z obsługą systemów IT. Proponowane obniżenie WACC w okresie rozpoczętych i zakrojonych na szeroką skalę inwestycji wprost przełoży się na wysokość zwrotu z zaangażowanego kapitału i w konsekwencji na ponowną analizę przez OSD możliwości realizacji zadań inwestycyjnych już rozpoczętych lub planowanych do rozpoczęcia w oparciu o inne założenia modeli regulacyjnych.

Proponowane zmiany zdecydowanie nie zapewnią większej stabilności finansowej i inwestycyjnej przedsiębiorstw infrastrukturalnych, o której mówi się w uzasadnieniu do projektu, a wręcz ją pogorszą. Mechanizm nadzoru nad wysokością uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału jest stosowany przez Prezesa URE w postaci dodatkowej premii za reinwestowanie – co należy ocenić jako najbardziej efektywny mechanizm motywowania przedsiębiorstwa do podejmowania decyzji inwestycyjnych. Na marginesie należy wskazać, że proponowane zmiany w żaden sposób nie

member of

 BUSINESS .OECD

member of

 BUSINESSEUROPE

Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenberg 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy

spowodują uproszczenia rachunków, ponieważ na fakturze odbiorcy końcowego pozostaną te same pozycje.

Pozbawienie OSD źródła finansowania inwestycji w postaci zwrotu z zaangażowanego kapitału należy ocenić negatywnie w szczególności w kontekście znacznych problemów z terminowością i możliwością przyłączenia do sieci OSD nowych źródeł i magazynów energii. Opisany w uzasadnieniu do projektu wzrost inwestycji był możliwy właśnie poprzez stymulowanie go wzrostem WACC. Jeszcze kilka lat temu zbyt niski poziom WACC był powodem ograniczenia inwestycji OSD, co miało i nadal ma przełożenie na stan sieci dystrybucyjnych w Polsce, w tym także możliwości przyłączenia coraz większej liczby nowych, coraz bardziej rozproszonych użytkowników sieci. Stąd obniżenie WACC przyniesie efekt dokładnie odwrotny od zamierzonego. Co kluczowe, poziom zwrotu z kapitału w ostatnich latach nie był głównym czynnikiem wpływającym na wysokość taryf OSD - głównym czynnikiem były ceny energii oraz rosnące z roku na rok koszty systemowe oraz koszty systemów wsparcia, które wynikają właśnie z braku odpowiedniego tempa realizacji inwestycji.

Ograniczenie poziomu WACC spowolni proces pozyskiwania kapitału na potrzeby finansowania działalności rozwojowej operatorów sieciowych, jak również odsunie w czasie i ograniczy możliwości przyłączenia do sieci nowych odbiorców energii, wytwórców OZE, magazynów energii czy stacji ładowania. Dodatkowo działanie to może negatywnie wpłynąć na utrzymanie odporności infrastruktury sieciowej na awarie czy cyberataki, nie wspominając o koniecznej cyfryzacji i automatyzacji, bez których nie będzie skutecznej transformacji energetycznej. Obniżka taryf dystrybucyjnych może zmniejszyć gotowość spółek do inwestowania w sieci.

W ślad za Prezesem URE: inwestowanie w sektor energetyczny wiąże się z zaangażowaniem wysokich środków finansowych, a sam proces inwestycyjny jest stosunkowo długotrwały i bardzo często skomplikowany. W przypadku większych projektów – od podjęcia samej decyzji inwestycyjnej do oddania do użytkowania nowego obiektu infrastruktury sieciowej upływa zazwyczaj kilka lat (3-5). Stabilność i przewidywalność warunków inwestowania dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych, jakimi są operatorzy systemów elektroenergetycznych, w dłuższej perspektywie jest ważnym czynnikiem, który inwestorzy biorą pod uwagę, decydując gdzie lokować kapitał. W sektorze energetycznym, oprócz jasnych i stabilnych regulacji prawnych, wynikających z obowiązujących przepisów prawa, istotne znaczenie ma podejście organu regulacyjnego, który w ramach przyznanych mu kompetencji współtworzy właściwe otoczenie niezbędne do inwestowania i pozyskiwania kapitału, ustalając m.in. zasady kalkulacji kosztu kapitału, który jest jednym z elementów składowych kalkulacyjnego przychodu regulowanego przedsiębiorstwa.

Ingerencja we wskaźnik WACC będzie zatem wiązać się z potencjalną stagnacją bądź nawet regresem w kontekście konkurencyjności, rozwoju i modernizacji sieci. Należy pamiętać o długofalowości

member of



BUSINESS OECD

member of

BUSINESSEUROPE

Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenberg 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy

planów biznesowych - ustalony wskaźnik wiązał się z pewnością struktury finansowej oraz analizy biznesowej w kontekście alokacji poszczególnych środków.

Finalnie warto wskazać, że średnioważony koszt kapitału, jakim jest WACC, oraz zwrot z kapitału, na który ma on kluczowy wpływ, jest jednym z elementów składowych szeregu instrumentów, które towarzyszą transformacji energetycznej. Obniżenie poziomu doprowadzi do sytuacji, w której środki te nadal będą musiały zostać pozyskane, aby finansować działalność rozwojową.

2. Obniżenie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia

Jednoznacznie negatywna ocena dotyczy propozycji obniżenia obowiązku umarzania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz zasadniczo uchylecia obowiązku umarzania świadectw energii elektrycznej potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego.

Należy podkreślić, że propozycja obniżenia obowiązku umarzania świadectw pochodzenia stoi w jawnej kolizji z zasadami określonymi w Dyrektywie (UE) 2018/2001 (RED II) oraz jej nowelizacją RED III (Dyrektywa 2023/2413).

Art. 6 RED II wprost nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia przewidywalności i stabilności mechanizmów wsparcia dla OZE, aby uniknąć nagłych i nieuzasadnionych zmian, które mogłyby negatywnie wpłynąć na inwestycje. W szczególności:

- państwa członkowskie powinny unikać retroaktywnych zmian w systemach wsparcia;
- zmiany w mechanizmach wsparcia muszą być transparentne, proporcjonalne i uzasadnione, a ich celem nie może być destabilizacja rynku OZE;
- dyrektywa podkreśla, że długoterminowa przewidywalność jest kluczowa dla utrzymania zaufania inwestorów i realizacji celów klimatycznych.

Na rynku zielonych certyfikatów obserwowana jest obecnie znacząca nadpodaż sięgająca około 24–25 TWh, co w połączeniu z konsekwentnym obniżaniem obowiązku umarzania świadectw pochodzenia doprowadziło do gwałtownego spadku ich wartości. Ceny na Towarowej Giełdzie Energii osiągnęły historyczne minimum – w lipcu 2025 r. wynosiły zaledwie ok. 26,94 zł/MWh, podczas gdy jeszcze rok wcześniej przekraczały 60 zł/MWh, a kilka lat temu sięgały 200–300 zł/MWh. W efekcie wiele instalacji, szczególnie starszych źródeł wiatrowych i biomasowych, staje się nierentowna. Dalsze ingerencje w mechanizm, w szczególności poprzez kolejne obniżanie poziomu obowiązku lub zmianę zasad jego realizacji, będą skutkować pogłębieniem nadpodaży certyfikatów, dalszym spadkiem ich wartości rynkowej oraz zwiększeniem ryzyka destabilizacji systemu wsparcia OZE, co w konsekwencji podważy zaufanie inwestorów do stabilności regulacyjnej.

Całkowite uchylenie obowiązku umarzania świadectw dla biogazu rolniczego (błękitnych certyfikatów) jest sprzeczne z polityką wspierania gospodarki obiegu zamkniętego i lokalnych źródeł energii. Biogaz rolniczy ma strategiczne znaczenie dla redukcji emisji metanu, zagospodarowania odpadów rolniczych i stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Likwidacja obowiązku oznacza brak popytu na certyfikaty, co może doprowadzić do zagrożenia funkcjonowania wielu instalacji i utraty potencjału w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

Choć celem projektu jest obniżenie kosztów energii dla odbiorców, skutkiem ubocznym będzie destabilizacja rynku certyfikatów i brak przewidywalności cen energii w przyszłości. Obniżenie obowiązku nie rozwiązuje problemu nadpodaży certyfikatów, a jedynie go pogłębia. Ponadto należy dodać, że skala oszczędności jest w praktyce marginalna. Przy przeciętnym zużyciu energii przez gospodarstwo domowe na poziomie ok. 3 MWh rocznie, koszt zakupu zielonych certyfikatów wynosi obecnie ok. 8 zł rocznie, co oznacza oszczędność rzędu 68 groszy miesięcznie. Tak nieproporcjonalnie niska korzyść finansowa dla odbiorców stoi w sprzeczności z wysokimi kosztami regulacyjnymi i wizerunkowymi, jakie poniesie Polska w związku z osłabieniem mechanizmów wsparcia OZE, ryzykując utratę zaufania inwestorów oraz zahamowanie rozwoju odnawialnych źródeł energii, co jest sprzeczne z celami Dyrektywy RED II i RED III oraz zobowiązaniami klimatycznymi Polski.

3. Założenia dotyczące pokrywania opłat ze środków ETS

Proponowany mechanizm finansowania opłat powinien zawierać szczegółowe wyliczenia. W projekcie pomija się rzeczywistą wysokość dochodów, opłat oraz zabezpieczenia związane z potencjalną możliwością wyczerpania budżetu niezbędnego do pokrycia opłat OZE, mocowej czy kogeneracyjnej. Nie są znane założenia dla nowego źródła finansowania. Z całą pewnością tego typu zmiana wymagałaby złożonych i kompleksowych zmian legislacyjnych z uwzględnieniem wielu aspektów (m.in. regulacje krajowe i unijne, gospodarka, finanse, konsultacje branżowe i społeczne).

W ocenie Konfederacji Lewiatan kluczowe jest zatem zabezpieczenie, które pozwoli na uniknięcie sytuacji deficytu środków przeznaczonych na pokrycie opłat wskazanych w projekcie ustawy. Wskazane byłoby jednocześnie oszacowanie kosztów związanych z poszczególnymi opłatami, a co za tym idzie – wyliczenie, czy środki z ETS każdorazowo wystarczą na pokrycie finansowanie systemów. Jak wskazano w raporcie NIK o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, dochody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ przekazywane były funduszom pozabudżetowym – Funduszowi Wypłaty Różnicy Ceny, Funduszowi Rekompensat Pośrednich Kosztów Emisji oraz Funduszowi Przeciwdziałania COVID-19. Minister właściwy do spraw środowiska nie posiadał danych o sposobie wykorzystania dochodów ze sprzedaży uprawnień EU ETS przez te fundusze.

Powyższe wskazuje zatem, że środki zasilały zróżnicowane działania inwestycyjne. Przekazanie środków wyłącznie w sposób wskazany w treści projektu ustawy może zaburzyć funkcjonujące już rozwiązania i spowodować daleko idące deficyty, które będą musiały zostać pokryte z innych źródeł. Biorąc pod uwagę inflację tych wpływów wynikającą z architektury samego systemu, czyli linearnego współczynnika redukcyjnego (LRF) oraz gradualnego wycofywania puli darmowych uprawnień do emisji w przemyśle, konkurencja po stronie popytu na uprawnienia będzie tylko rosła, co znajdzie odzwierciedlenie w proporcjonalnym wzroście ceny uprawnień, a zatem i wpływów z tego tytułu do budżetu państwa. Strumień dochodów pochodzących z systemu ETS będzie rosł, jeśli nie zostaną podjęte znaczące kroki w celu obniżenia emisji w energetyce zawodowej. Według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) cena uprawnień bez dalszego zaostrożenia polityki klimatycznej UE, ma wzrosnąć o ponad 300%, a w przypadku realizacji celu redukcji emisji na rok 2040 (-90%) może osiągnąć nawet pułap 700EUR/EUA, w stosunku do dzisiejszych pułapów na poziomie 80EUR/EUA (+1 000%).


Postulat rekompensowania ubytków wpływów z rachunków za energię od odbiorców wynikających z likwidowania bądź ograniczania wysokości wskazanych w projekcie opłat poprzez wykorzystanie do tego celu wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji jest powtórzeniem stanu, który w teorii funkcjonuje w Polsce już dziś. Uważamy zatem, że projekt powinien przyczynić się do szerszej dyskusji na temat najbardziej pożądanego kierunku wykorzystywania tych środków.

Ogólna opinia

Podsumowując, zdaniem Konfederacji Lewiatan zaproponowane mechanizmy nie uwzględniają w wystarczającym stopniu długofalowych konsekwencji prawnych, inwestycyjnych i systemowych oraz wymagają pogłębionej oceny w kontekście aktualnego etapu transformacji energetycznej. Mimo że projektodawcy przyświecał uzasadniony społecznie postulat ograniczenia kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w obecnym kształcie projekt nie uwzględnia w wystarczającym stopniu uwarunkowań systemowych, inwestycyjnych oraz regulacyjnych rynku energii w Polsce, pomijając długofalowe konsekwencje dla stabilności systemu elektroenergetycznego, bezpieczeństwa dostaw oraz zdolności sektora do realizacji kluczowych inwestycji związanych z transformacją energetyczną. W ocenie Konfederacji Lewiatan projekt w obecnym brzmieniu niesie istotne ryzyko destabilizacji mechanizmów finansowania infrastruktury, wytwarzania oraz wsparcia OZE, co może negatywnie wpłynąć na decyzje inwestycyjne i konkurencyjność gospodarki. W związku z powyższym projekt wymaga zasadniczych modyfikacji, uzupełnienia oraz pogłębionej analizy skutków regulacyjnych przed dalszym procedowaniem.

W przypadku jakichkolwiek pytań dotyczących przedmiotowej kwestii, bardzo proszę o kontakt z p. Pauliną Grądzik, Zastępczynią Dyrektora Departamentu Energii i GOZ Konfederacji Lewiatan, e-mail: pgradzik@lewiatan.org; tel. kom. 660 425 981.

Z poważaniem



Marek Górski
Prezydent Konfederacji Lewiatan



**PREZES
URZĘDU OCHRONY
DANYCH OSOBOWYCH**
Miroslaw Wróblewski

Warszawa, 20-11-2025

DPNT.401.475.2025.WL.EK

**Pan
Dariusz Salamończyk
Zastępca Szefa
Kancelarii Sejmu RP
ePUAP: /KSRP/SkrytkaESP**

Szanowny Panie Ministrze,

w odpowiedzi na pismo z 17 listopada 2025 r. znak: SPS-III.020.370.6.2025, działając na podstawie art. 57 ust. 1 lit. c rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679¹ oraz art. 51 ustawy o ochronie danych osobowych², uprzejmie informuję, że do przedstawionego **prezydenckiego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO2** Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych nie zgłasza uwag. Jednocześnie uprzejmie dziękuję za jego przedstawienie do zaopiniowania.

Łączę wyrazy szacunku,

Miroslaw Wróblewski
Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych

/-dokument w postaci elektronicznej
podpisany kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 4.5.2016, str. 1 ze zm.).

² Ustawa z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1781).



SZEF
KANCELARII PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
Zbigniew Bogucki

BPU.15.16.2025.KJJ

Warszawa, dnia 23 grudnia 2025 r.

RPW/43744/2025 - 1P



EZD RP KS
(BPW-III)
Data rejestracji: 2025-12-30
Data wpływu: 2025-12-29

Pani

Monika Wielichowska

Wicemarszałek Sejmu

W odpowiedzi na przesłaną prośbę o przedłożenie uzupełnienia uzasadnienia do wniesionego przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂, w zakresie wynikającym z wymogu określonego w art. 34 ust. 2a uchwały Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 lipca 1992 r. – Regulamin Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. z 2022 r. poz. 990, ze zm.), działając jako umocowany przedstawiciel Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej w pracach nad projektem ustawy, proszę o przyjęcie następujących wyjaśnień.

Wymóg, określony w art. 34 ust. 2a Regulaminu Sejmu, przewiduje, że uzasadnienie projektu ustawy określającej zasady podejmowania, wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej powinno odpowiadać wymogom określonym w art. 66 ust. 2 i art. 68b ust. 3 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. - Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2025 r. poz. 1480).

Zgodnie z brzmieniem art. 66 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo przedsiębiorców, przed rozpoczęciem prac nad opracowaniem projektu aktu normatywnego określającego zasady podejmowania, wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej dokonuje się oceny przewidywanych skutków społeczno-gospodarczych, w tym oceny wpływu na mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców oraz analizy zgodności projektowanych regulacji z przepisami ustawy.

WYDZIAŁ OBSŁUGI PREZYDIUM SEJMU

Lp. 28-III.000.370.16.2025

Data wpływu 30.12.2025

Zgodnie natomiast z art. 66 ust. 2 wyniki oceny i analiz, o których mowa powyżej (tj. oceny przewidywanych skutków społeczno-gospodarczych, w tym oceny wpływu na mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców oraz zgodności projektowanych regulacji z przepisami ustawy – Prawo przedsiębiorców) zamieszcza się w uzasadnieniu do projektu aktu normatywnego lub w ocenie skutków regulacji, stanowiącej odrębną część uzasadnienia projektu aktu normatywnego.

Wskazane powyżej informacje znalazły się w przedłożonym projekcie ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Odnosząc się do regulacji dotyczącej wprost przedsiębiorców, zauważyć należy, że zarówno w pkt 1 uzasadnienia w omówieniu aktualnego stanu prawnego wskazano, że *„beneficjentami proponowanych zmian będą również przedsiębiorcy. W ich przypadku, ze względu na zróżnicowanie stawek taryfowych oraz funkcjonujący system ulg, wyłączeń uzależnionych od profilu zużycia energii, poziom korzyści będzie bardziej zróżnicowany i wyniesie około 20%. Rozwiązanie to przyczyni się do poprawy konkurencyjności krajowych firm, co w konsekwencji może wspierać ożywienie obecnie słabej koniunktury gospodarczej oraz ograniczyć trwające w wielu przedsiębiorstwach procesy redukcji zatrudnienia”*, a także przy każdej z omawianych w uzasadnieniu do projektu ustawy zmian wskazano szczegółowo motywy i zakres oddziaływania przepisów w sposób pośredni i bezpośredni na przedsiębiorców. Niezależnie od powyższego również w końcowej części uzasadnienia dotyczącej skutków finansowych, społecznych i gospodarczych wskazano, że *„projekt przyczyni się do obniżenia kosztów energii elektrycznej dla przedsiębiorstw, które obecnie ponoszą znaczne obciążenia wynikające nie tylko z cen wytworzenia energii, lecz także z kosztownych mechanizmów wsparcia finansowanych w taryfach. Zmniejszenie tych kosztów zwiększy konkurencyjność polskiej gospodarki, poprawi rentowność działalności produkcyjnej i usługowej oraz ułatwi transformację przemysłu w kierunku niskoemisyjnym.”*. Jednocześnie na str. 22 uzasadnienia wskazano, że *„projekt przyczyni się do obniżenia nadmiarowych zysków operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych. Jednocześnie projekt spowoduje obniżenie cen rachunków za energię elektryczną dla pozostałych przedsiębiorców, w tym z sektora MŚP, co doprowadzi do poprawy konkurencyjności polskiej gospodarki i wpływa pozytywnie na sytuację majątkową przedsiębiorców.”*. Również na str. 22 uzasadnienia odniesiono się do wpływu projektowanej regulacji na sytuację mikro, małych i średnich przedsiębiorców wskazując, że projektowane przepisy wpłyną pozytywnie na sytuację

majątkową mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców, obniżając ich rachunki za energię elektryczną o około 20%.

Odnosząc się natomiast do prośby o uzupełnienie uzasadnienia w zakresie art. 68b ust. 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców, zauważyć należy, że zgodnie z art. 34 ust. 2a Regulaminu Sejmu, przepis ten znajduje zastosowanie tylko wówczas gdy przedkładany projekt zawiera przepisy zwiększające obciążenia regulacyjne dla przedsiębiorców. W rozpatrywanym przypadku sytuacja taka nie zachodzi, projekt nie nakłada bowiem żadnych nowych obciążeń regulacyjnych na przedsiębiorców. Wręcz przeciwnie z zacytowanych powyżej fragmentów uzasadnienia do projektu ustawy, jednoznacznie wynika, że proponowane rozwiązania będą miały pozytywny wpływ na przedsiębiorców, a ich zastosowanie nie wiąże się ze spełnieniem jakichkolwiek wymogów po ich stronie.

Ponadto należy zauważyć, że powołane przepisy ustawy – Prawo Przedsiębiorców znajdują się w jej rozdziale 6, który stanowi zbiór zasad dyrektywalnych bezpośrednio zakotwiczonych aksjologicznie w zasadzie wolności działalności gospodarczej i łączy się ją z ideą racjonalnego tworzenia prawa, w szczególności w zakresie dotyczącym podejmowania decyzji prawotwórczej. Zasadzie tej nie podlegają podmioty nadzorowane, czy z dominującym udziałem Skarbu Państwa. Spółki Skarbu Państwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej (jak PGE, Tauron, Enea, Energa) to giganci na rynku ze względu na ich strategiczne znaczenie, ogromne udziały rynkowe (np. Tauron obsługuje ok. 37% rynku), pełnienie funkcji operatorów systemów dystrybucyjnych, a także ze względu na to, że są to spółki o strategicznym znaczeniu dla państwa, z dominującym udziałem Skarbu Państwa.

Zgodnie z treścią uzasadnienia rządowego projektu ustawy, którą wprowadzone zostały powołane przepisy, celem wskazanej regulacji jest stworzenie przyjaznych warunków prawnych dla podejmowania, wykonywania i zakończenia działalności gospodarczej poprzez wprowadzenie do systemu powszechnie obowiązujących norm prawnych i zasad dotyczących tworzenia prawa związanego z podejmowaniem, wykonywaniem i zakończeniem działalności gospodarczej. W założeniu efektem wskazanej regulacji ma być m.in. wzmocnienie dyscypliny legislacyjnej w sferze prowadzenia działalności gospodarczej i zredukowanie „obciążeń regulacyjnych” ponoszonych przez adresatów przepisów prawnych (uzasadnienie projektu ustawy - Prawo przedsiębiorców, Druk sejmowy VIII kadencji Nr 2051, s. 59).

Zgodnie z tą dyrektywą, opracowano prezydencki projekt ustawy, który w żaden sposób nie ingeruje w zasadę wolności prowadzenia działalności gospodarczej i nie nakłada żadnych nowych obowiązków na przedsiębiorców. Wręcz przeciwnie projektowana regulacja pozwoli na zastosowanie skutecznych instrumentów zwiększających bezpieczeństwo energetyczne

gospodarstw domowych, w szczególności obywateli w największym stopniu narażonych na ubóstwo energetyczne. Zwiększy również bezpieczeństwo funkcjonowania mikro, małych i średnich przedsiębiorstw, a także podmiotów użyteczności publicznej wykonujących kluczowe role władz publicznych w szczególności z zakresu polityki zdrowotnej, edukacyjnej i rodzinno-opiekuńczej.

Reasumując, uzasadnienie prezydenckiego projektu zawiera kwestionowane w piśmie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej elementy dotyczące oceny przewidywanych skutków społeczno-gospodarczych, w tym oceny wpływu na mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców, natomiast czy są one w sposób wyczerpujący i przekonujący opisane – nie jest już kwestią formalną a merytoryczną, która jak się wydaje, podlegać będzie ocenie w trakcie procedowania nad projektem ustawy w Sejmie.

Agnieszka Szlachetka
Elżbieta Bąkowska



SZEF
KANCELARII PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
Zbigniew Bogucki

BPU.15.16.2025.KJJ

Warszawa, dnia 19 marca 2026 r.

Pan
Włodzimierz Czarzasty
Marszałek Sejmu

w odpowiedzi na pismo o uzupełnienie uzasadnienia do wniesionego przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂, w zakresie wynikającym z wymogu określonego w art. 34 ust. 2a uchwały Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 lipca 1992 r. – Regulamin Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. z 2022 r. poz. 990, ze zm.), działając jako umocowany przedstawiciel Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej w pracach nad projektem ustawy, informuję iż podtrzymuję moje wyjaśnienia przedstawione w piśmie z dnia 23 grudnia 2025 r.

Jednocześnie nie chcąc przedłużać dalszej polemiki w przedmiocie wymogów uzasadnienia projektu ustawy przedstawiam poniższe wyjaśnienia.

Z uszczegółowienia zakresu, o jaki ma zastać uzupełnione uzasadnienie do wyżej wskazanego projektu ustawy, wynika że chodzi o wskazanie wyników analizy dotyczącej zgodności projektowanych regulacji z przepisami ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2025 r. poz. 1480) – art. 66 ust. 1 pkt 2 w zw. z ust. 2. Należy zauważyć, iż powołana ustawa nie przesądza ani o trybie, ani o zakresie wyników analizy zgodności projektowanych regulacji z jej przepisami, wynika z niej jedynie, że projektowane przepisy powinny być zgodne z przepisami ustawy – Prawo przedsiębiorców.

WYDZIAŁ OBSŁUGI PREZYDIUM SEJMU

L.dz. SPS-III, 020.370.23.2025

Data wpływu 20.03.2026

W odniesieniu do materii regulacji projektowane akty normatywne dotyczące prawa gospodarczego powinny być analizowane pod kątem treściowej spójności z postanowieniami ustawy – Prawo przedsiębiorców. Przyjmując bowiem, że powołana ustawa stanowić ma swoistą konstytucję gospodarczą państwa, zawarte w niej normy prawne stanowić powinny stały punkt odniesienia dla późniejszych aktów prawnych określających zasady podejmowania, wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej, niezależnie do tego, czy akty te przyjmą formę ustawy czy też rozporządzenia. Z tego względu stwierdzenie rozbieżności lub wręcz sprzeczności treściowej pomiędzy postanowieniami ww. ustawy a projektowanym aktem normatywnym skutkować powinno dokonaniem stosownych korekt materii projektu. Z kolei w sensie formalnym analiza, o której mowa w powołanym wyżej przepisie, nie może prowadzić do tak daleko idących konsekwencji wobec projektowanego aktu normatywnego, jeśli jest nim ustawa. Niezależnie bowiem od przywołanego wyżej określenia „konstytucja gospodarcza” ustawa – Prawo przedsiębiorców nie jest aktem rangi konstytucyjnej, a jego status w hierarchii źródeł prawa równy jest statusowi innych obowiązujących ustaw. W polskim porządku prawnym nie ma bowiem możliwości przeprowadzenia tzw. poziomej kontroli legalności aktów normatywnych.

Niemniej jednak informuję, że wynikiem dokonanej przez wnioskodawcę analizy jest ocena, iż przedłożona regulacja projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂ jest zgodna, a zarazem nie jest w żadnym zakresie sprzeczna z przepisami ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców.

Odnosząc się natomiast do prośby o uzupełnienie uzasadnienia w zakresie art. 68b ust. 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców, chciałabym wskazać, że projektowana ustawa została skierowana do Sejmu w dniu 12 listopada 2025 r. i zgodnie z przepisem końcowym miała wejść w życie z dniem 1 stycznia 2026 r. Przewidziano więc, w opinii projektodawcy, stosowne *vacatio legis*. Jednakże z uwagi na fakt, że do dnia dzisiejszego nie nadano prezydenckiemu projektowi ustawy nr druku i nadal oczekuje on na rozpatrzenie przez Sejm, zaproponowany przepis końcowy, który wyekspirował, będzie musiał ulec stosowanej zmianie, która może przewidywać wejście w życie ustawy po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia. Uzasadnianie w tym momencie przepisu przewidującego wejście w życie ustawy z dniem 1 stycznia 2026 r. jest pozbawione sensu.

Jednocześnie by nie przedłużać wymiany kolejnych argumentów, niezależnie od ostatecznego, wypracowanego w toku parlamentarnego procesu legislacyjnego, brzmienia przepisu końcowego proponujemy uzupełnienie uzasadnienia o wskazanie, że ustawa z uwagi

na ważny interes publiczny powinna wejść w życie w możliwie najkrótszym czasie. Proponowane w ustawie rozwiązania spowodują bowiem obniżenie cen rachunków za energię elektryczną zarówno dla gospodarstw domowych jak i dla przedsiębiorców, co w sytuacji stale rosnących kosztów energii elektrycznej jest rozwiązaniem bardzo oczekiwanym.

Przypomnieć również należy, że wstępna kontrola projektu ustawy koncentruje się wyłącznie na elementach proceduralnych, mianowicie obejmuje jedynie ocenę formalnej integralności i „gotowości” projektu do poddania go opracowaniu w ramach sejmowego postępowania ustawodawczego – zarówno gdy chodzi o część normatywną, jak i uzasadnienie. W odniesieniu do przedstawionych wyników analiz oznacza to, że Marszałek Sejmu nie ocenia ich substancji merytorycznej oraz nie wartościuje pod względem trafności i aktualności przedstawionych opinii.

Wstępna kontrola formalna projektu ustawy przez Marszałka Sejmu dotyczy zwłaszcza wymogów konstytucyjnych i wynikających z Regulaminu Sejmu, w tym m.in. uzasadnienia. Uprawnienia te mają charakter techniczno-prawny, a nie merytoryczny, co oznacza, że nie mogą ograniczać prawa inicjatywy ustawodawczej wyrażonej w art. 118 Konstytucji RP, ani nie mogą służyć do blokowania projektów z przyczyn politycznych.

Konstytucja stanowi w art. 118 ust. 1 i 2, komu przysługuje inicjatywa ustawodawcza. Pojęcie inicjatywy ustawodawczej nie zostało w Konstytucji określone. Należy ono zatem do kategorii pojęć zastanych, a więc takich, których znaczenie determinuje kultura konstytucyjna, a w szczególności doktryna i orzecznictwo, a także prawo międzynarodowe i europejskie oraz ustawodawstwo, przy czym akty normatywne nie są wiążące dla ustalania znaczenia przepisów ustawy zasadniczej. W świetle tradycyjnej interpretacji inicjatywa ustawodawcza to „prawo do wnoszenia projektów ustaw do Sejmu z tym skutkiem, że Sejm staje się zobowiązany do rozpatrzenia tych projektów w szczególnej procedurze” (tak L. Garlicki, uwagi do art. 118, [w:] *Konstytucja RP. Komentarz*, red. L. Garlicki, Warszawa 2001, t. II, s. 12.).

Uprawnionym do wykonania inicjatywy ustawodawczej służy więc swego rodzaju publiczne prawo podmiotowe do żądania, by wniesiony przez nich projekt, spełniający wymagania formalne, stał się przedmiotem postępowania legislacyjnego, a więc co najmniej pierwszego czytania. Wykonanie inicjatywy ustawodawczej rodzi – po stronie Sejmu i jego organów – konstytucyjny obowiązek rozpatrzenia projektu, a więc wszczęcia postępowania ustawodawczego, które w myśl art. 119 ust. 1 Konstytucji, polega na poddaniu projektu trzem czytaniom. Trybunał Konstytucyjny „wielokrotnie zwracał uwagę, że władza ustawodawcza parlamentu (jego izb) i związane z nią uprawnienia innych podmiotów realizują się za pomocą

sformalizowanej procedury ustawodawczej, składającej się z poszczególnych stadiów (faz), w ramach których poszczególnym uczestnikom tego procesu przysługuje prawo podejmowania określonych działań mających wpływ na treść lub formę ustawy” (tak zwłaszcza w uzasadnieniu wyroku w sprawie o sygn. K 4/06).

Niezależnie od tego, czy za wszczęcie postępowania ustawodawczego uznaje się nadanie projektowi ustawy odpowiedniego numeru i zarządzenie drukowania projektu, czy też pierwsze czytanie, wykonanie inicjatywy ustawodawczej rozpoczyna to postępowanie. Marszałek Sejmu nie jest podmiotem uprawnionym do weryfikowania inicjatywy ustawodawczej i nie uchwała ustaw. Jego konstytucyjnym zadaniem pozostaje strzeżenie praw Sejmu.

Należy zauważyć, że rozpatrzenie projektu nie jest równoznaczne z jego uchwaleniem i może zakończyć się już w pierwszym czytaniu odrzuceniem projektu. Prawo odrzucenia projektu przysługuje jednak Sejmowi – Izbie (w pierwszym czytaniu) lub komisji i Sejmowi (jeżeli wniosek o odrzucenie projektu zostanie przedstawiony w sprawozdaniu komisji i Izba tego wniosku nie odrzuci), a nie Marszałkowi Sejmu, który „strzeże praw Sejmu” (art. 110 ust. 2 Konstytucji), przede wszystkim określonych w ustawie zasadniczej. Nie może zatem zastępować Sejmu i odbierać Sejmowi konstytucyjnego prawa do rozpatrzenia projektu, a więc co najmniej prawa do poddania go pierwszemu czytaniu. Sejm musi bezwzględnie przestrzegać norm konstytucyjnych, a normy regulaminowe nie mogą zmieniać ustawy zasadniczej.

W tym kontekście należy zauważyć, że cześć wymogów uzasadnienia cechuje nieostrość, co daje Marszałkowi Sejmu pewną uznaniowość ich oceny. Uznaniowość ta nie może jednak przybierać formy działania umożliwiającego realizację konstytucyjnego prawa inicjatywy ustawodawczej. Wykładnia przepisów regulujących postępowanie ustawodawcze powinna charakteryzować się zgodnością z Konstytucją w największym możliwym stopniu, przede wszystkim ze względu na potrzebę zagwarantowania należytej legitymizacji zarówno prawu powszechnie obowiązującemu, stanowionemu przez parlament, jak też instytucjom demokracji przedstawicielskiej. Nie spełnia tego wymagania interpretacja tworząca wymogi, których skuteczność może być różnie rozumiana i ostatecznie „nie bardzo jednak wiadomo” jak te przepisy rozumieć. Staje się to tym bardziej istotne, w przypadku kiedy ocena spełniania wymogów jakie winno zawierać uzasadnienie projektu ustawy nie jest jednolita w stosunku do określonych jego kryteriów, lecz cechuje się różną skalą oceny w zależności od podmiotu, który inicjuje postępowanie ustawodawcze. Taka praktyka może prowadzić do zróżnicowania podmiotów posiadających prawo inicjatywy ustawodawczej względem prawa – art. 32 Konstytucji. Utrwalanie takiej praktyki wykładni prawa, może w celu zachowania zasady

wynikającej z powołanego przepisu Konstytucji, rodzić konieczność oceny przez Kancelarię Prezydenta RP, czy wpływające do Prezydenta RP ustawy poddane były takiej samej kontroli formalnej pod względem spełniania określonych wymogów przez uzasadnienie projektu ustawy.

z poszanowaniem
Włodzisław Barycz