

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 przyczyniać 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 przyłączania 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 zrekompensowaniu 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 prowadziło 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 uzyskalby 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 umarzania 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.

Efektem 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 przerzucaniu 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.

Efektem 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 wyłoniomym 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.

Efektem 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.