

## UZASADNIENIE

### 1. Wprowadzenie

Obowiązki w zakresie ograniczenia emisji z dużych źródeł spalania dla państw członkowskich Unii Europejskiej (UE) zostały zawarte w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001, str. 1, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne rozdz. 15, t. 6, str. 299, z późn. zm.) oraz w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej.

Standardy emisji wynikające z dyrektywy 2001/80/WE w pełni zostały przeniesione do prawa krajowego rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 95, poz. 558). Zawiera ono także imienną listę kotłów, dla których w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej dopuszczono derogacje dotyczące terminu osiągnięcia tych standardów.

W Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej, w ramach ustalenia warunków implementacji dyrektywy 2001/80/WE, wprowadzono dodatkowo sumaryczne pułapy emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu na lata 2008 – 2010 – 2012 dla zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dużych źródeł spalania.

Projektowana ustawa dotyczy jedynie dużych źródeł spalania, przez które, zgodnie z przepisem art. 2 pkt 1 projektu, rozumie się:

- 1) kocioł energetyczny, kocioł ciepłowniczy lub turbinę gazową, o nominalnej mocy cieplnej rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW albo
- 2) przewód kominowy, do którego podłączone są kotły energetyczne, kotły ciepłownicze lub turbiny gazowe, o łącznej nominalnej mocy cieplnej rozumianej jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 50 MW, w przypadku gdy dla co najmniej jednego z tych urządzeń pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r.

Systemem bilansowania i rozliczania emisji objęte są dwutlenek siarki i tlenki azotu wprowadzane do powietrza z dużych źródeł spalania.

Imienny wykaz zakładów, w których eksploatowane są duże źródła spalania, do których mają

zastosowanie przepisy projektowanej ustawy, znajduje się w części „Ocena skutków regulacji” w pkt 2.

Z analiz przeprowadzonych przez stowarzyszenia reprezentujące operatorów eksploatujących duże źródła spalania wynika, że przy obowiązujących standardach emisji, strukturze paliw oraz obecnej i prognozowanej wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego, obiekty zaliczane do grupy dużych źródeł spalania nie są w stanie osiągnąć nałożonych na nie Traktatem o Przystąpieniu sumarycznych limitów emisji.

Z drugiej strony, z informacji przekazanych przez operatorów eksploatujących duże źródła spalania, wynika, że w niektórych obiektach można już w chwili obecnej lub w najbliższej przyszłości zredukować emisje SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> poniżej obowiązującego standardu. Konieczne jest jednak stworzenie prawnego mechanizmu zachęcającego operatorów do takich działań. Projektowana ustawa jest właśnie takim rozwiązaniem. Alternatywą mogłoby być zaostrzenie obowiązujących standardów emisji (na podstawie ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, z późn. zm.) i rozporządzenia wykonawczego do niej). Jednak takie rozwiązanie, które natychmiast zaostrzyłoby standardy emisji dla wszystkich dużych źródeł spalania, wywołałoby wzrost cen energii, a co za tym idzie negatywne skutki społeczne i gospodarcze. Ponadto stawiałoby to polskich wytwórców ciepła oraz wytwórców energii elektrycznej w sytuacji, w której musieliby spełniać dużo ostrzejsze wymagania emisyjne niż obowiązujące w innych państwach UE, czy też wynikające wprost z dyrektyw UE.

Zadaniem ustawy jest wprowadzenie do krajowego porządku prawnego regulacji pozwalających na dojście przez Polskę do ustalonych w Traktacie pułapów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu w perspektywie końca roku 2015 przez stworzenie ekonomicznych zachęt dla operatorów dużych źródeł spalania. W ubiegłych latach przeprowadzono szereg analiz mających na celu wybór najlepszego w warunkach krajowych sposobu realizacji przepisów Traktatu o Przystąpieniu i dyrektywy 2001/80/WE, jednakże nie uzyskano rozwiązania, które pogodziłoby wymagania zawarte w tych dokumentach. Należy podkreślić, że w sytuacji Polski wypełnienie limitów traktatowych nie jest możliwe bez naruszenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Projektowana ustawa stworzy i umożliwi optymalne zaprogramowanie działań modernizacyjnych i inwestycyjnych w sektorze energetycznym, które pozwolą osiągnąć znaczne redukcje emisji, a co się z tym wiąże, osiągnąć określone w Traktacie cele.

Wprowadzenie systemu opartego na wskaźnikach emisji, wyrażonych w wielkości emisji

rozpatrywanych zanieczyszczeń odniesionych do wielkości produkcji energii elektrycznej lub produkcji ciepła wynika z faktu, iż ze wszystkich analiz wykonywanych w przeszłości i obecnie, wynika, że wypełnianie przez poszczególne źródła obowiązujących standardów emisyjnych nie gwarantuje dotrzymania nałożonych na te źródła limitów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Uwzględniając doświadczenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla stwierdzono, że regulacje zawarte w nieobowiązującej ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784, z późn. zm.) oraz przepisy ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695) nie dają możliwości zbudowania optymalnego systemu dla rozpatrywanych źródeł w odniesieniu do SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Przedmiotowy projekt dotyczy ściśle określonej grupy źródeł emisji (zdecydowanie mniejszej niż grupa instalacji uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisjami gazów cieplarnianych), innych niż gazy cieplarniane substancji zanieczyszczających powietrze oraz innych okresów czasowych obowiązywania zawartych w nim regulacji. Ponadto wyżej wymienione systemy obejmują różne obszary. Handel emisjami dwutlenku węgla jest systemem funkcjonującym na terenie całej UE. Bilansowanie i rozliczanie wielkości emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> oraz przewidziany w jego ramach handel uprawnieniami do emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> będzie realizowany wyłącznie na obszarze RP. Biorąc pod uwagę powyższe różnice, nie można było tych zagadnień zawrzeć w jednym akcie prawnym rangi ustawowej.

W projekcie ustawy zaproponowano, aby każdy operator dysponował uprawnieniami do emisji na poziomie wynikającym z wielkości jego rzeczywistej produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła pomnożonej przez roczny pułapowy wskaźnik emisji SO<sub>2</sub> lub NO<sub>x</sub>. Roczny pułapowy wskaźnik zostanie podany przez Krajowy ośrodek bilansowania i zarządzania emisjami (KOBiZE) jako wielkość obliczona z podzielenia wielkości obowiązującego dla danego roku pułapu emisji i sumarycznych rzeczywistych wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Rozliczenie przez operatorów wielkości emisji z zakładu odbywać się będzie według zasady ex post, na podstawie danych o rzeczywistej wielkości produkcji i emisji z roku sprawozdawczego, którym w projektowanej ustawie jest poprzedni rok kalendarzowy. Zasadą będzie równanie do średniej krajowej, z tym że z roku na rok, ze względu na stopniowe i liniowe obniżanie się pułapu emisji przy prawdopodobnym wzroście zapotrzebowania i produkcji – obowiązujący wskaźnik będzie się obniżać.

Projektowana ustawa:

- 1) umożliwi złagodzenie skutków ograniczenia emisji do wymaganego pułapu przez wprowadzenie ekonomicznego systemu, zakładającego możliwość handlu uprawnieniami do emisji niewykorzystanymi przez operatora do rozliczenia jego własnej emisji, podobnego do handlu emisjami gazów cieplarnianych;
- 2) umożliwi rozłożenie ewentualnych konsekwencji finansowych na dłuższy okres, łagodząc tym samym uciążliwość związane ze wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw;
- 3) stworzy zachętę finansową do uruchamiania rezerw w zakresie ograniczania emisji wszędzie tam, gdzie jest to możliwe;
- 4) umożliwi czasowe odsunięcie konieczności wprowadzenia zaostrzonych wymagań, dając czas na modernizację istniejących dużych źródeł spalania lub budowę nowych, spełniających ostrzejsze wymagania ekologiczne;
- 5) ograniczy, przez pojawienie się kosztów związanych z koniecznością zakupu brakujących uprawnień i ponoszeniem opłat zastępczych, produkcję w najbardziej emisyjnych zakładach eksploatujących duże źródła spalania;
- 6) stworzy ścieżkę dojścia do planowanych, wynikających z dyrektywy o emisjach przemysłowych, zaostrzonych standardów emisji.

## 2. Rozwiązania szczegółowe

Projekt ustawy obejmuje regulacje dotyczące:

- 1) zasad funkcjonowania systemu bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu wprowadzanych do powietrza przez duże źródła spalania;
- 2) zadań Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami;
- 3) obowiązków operatorów eksploatujących duże źródła spalania;
- 4) zadań Inspekcji Ochrony Środowiska;
- 5) zadań Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W projekcie ustawy wyjaśniono znaczenie pojęć, którymi posługuje się ustawa, w celu właściwego zrozumienia treści projektowanych przepisów. W projekcie zdefiniowano między innymi: duże źródło spalania, emisję, produkcję energii elektrycznej, produkcję ciepła, operatora, zakład, likwidację zakładu, uprawnienie do emisji.

W projekcie ustawy zostały określone zasady bilansowania emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu. W systemie bilansowania są gromadzone, bilansowane, rozliczane, przetwarzane, szacowane i zestawiane informacje dotyczące dużych źródeł spalania obejmujące informacje o emisjach i wielkościach emisji, wielkościach produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła.

W bilansie emisji uwzględnia się emisję powstającą w okresie funkcjonowania dużego źródła spalania, w tym w okresie rozruchu i zatrzymywania dużego źródła spalania oraz w okresie pracy bez sprawnych środków technicznych mających na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji. Natomiast do bilansu emisji nie włącza się emisji dwutlenku siarki i emisji tlenków azotu z uruchamianego po raz pierwszy nowego dużego źródła spalania, jaka powstaje w okresie poprzedzającym trwałe włączenie źródła do systemu elektroenergetycznego lub systemu ciepłowniczego.

Maksymalną wielkość emisji dwutlenku siarki i maksymalną wielkość emisji tlenków azotu, jaka w poszczególnych latach może być wyemitowana do powietrza ze wszystkich dużych źródeł spalania, wyznaczają krajowe roczne pułapy emisji. Są one określone, w drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów, odrębnie dla dwutlenku siarki i tlenków azotu.

Krajowe roczne pułapy emisji są podstawą dla określenia przez Krajowy ośrodek rocznych pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu.

Ustawa dopuszcza możliwość ustanowienia, w wyżej wymienionym rozporządzeniu, rocznych pułapów emisji w podziale według nominalnej mocy cieplnej dużych źródeł spalania oraz z wyodrębnieniem pułapu dla dużych źródeł spalania w zakładach, w których jest prowadzony proces przerobu ropy naftowej. W konsekwencji wprowadzenia takiego podziału krajowych pułapów emisji w rozporządzeniu Rady Ministrów operatorzy będą obowiązani do podania w raporcie miesięcznym i raporcie rocznym danych o wielkościach emisji zgodnie z wprowadzonym podziałem.

Kluczowe znaczenie w projektowanym systemie bilansowania i rozliczania emisji będzie miał ustanowiony w ustawie rejestr uprawnień do emisji dwutlenku siarki i uprawnień do emisji tlenków azotu. W rejestrze tym każdy operator dla swojego zakładu ma obowiązek utworzyć rachunek, w ramach którego będą gromadzone i przetwarzane informacje o wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła, wielkości rocznej emisji, rocznych limitach emisji, uprawnieniach do emisji, liczbie zbytych lub nabytych uprawnień do emisji, wielkości emisji, za którą uiszczono opłaty zastępcze, i wysokości uiszczonych opłat zastępczych. Za pośrednictwem rejestru operatorzy będą także dokonywali rozliczenia wielkość emisji

dwutlenku siarki i tlenków azotu.

Obowiązek utworzenia rachunku w rejestrze jest zabezpieczony karą pieniężną wymierzaną na mocy przepisów ustawy przez wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska. Prowadzenie rejestru zostało powierzone Krajowemu ośrodkowi, który za utrzymywanie rachunków przypisanych do poszczególnych zakładów nie będzie pobierał opłat.

Systemem bilansowania będzie administrował Krajowy ośrodek. Wybór Krajowego ośrodka do wykonywania zadań w zakresie bilansowania i rozliczania emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> ma związek z przyjętą w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, z późn. zm.) koncepcją instytucjonalizacji zadań publicznych z zakresu zarządzania emisjami, w ramach której kluczową rolę odgrywać będzie KOBiZE. Projekt ustawy o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) pod względem zawartej w nim materii ma charakter komplementarny w stosunku do regulacji przyjętych w ustawie z 2009 r., precyzując zasady funkcjonowania pozostałych elementów systemu zarządzania emisjami. Realizacja zadań publicznych w obszarze poszczególnych elementów systemu zarządzania emisjami powinna być powiązana w warstwie instytucjonalnej poprzez powierzenie tych zadań jednemu podmiotowi – Krajowemu ośrodkowi. Brak takiej konsolidacji instytucjonalnej z całą pewnością utrudniłby skuteczne i sprawne funkcjonowanie systemu zarządzania emisjami. Projektowana ustawa jest podporządkowana celowi takiego właśnie zespolecia na poziomie instytucjonalnym całej wiązki zadań publicznych należących do systemu zarządzania emisjami w Polsce. Krajowy ośrodek na gruncie ustawy z 2009 r. został ulokowany w Instytucie Ochrony Środowiska w Warszawie.

Za wyborem Instytutu przemawiało wiele względów, między innymi to, że już w 2000 r. został w nim powołany zakład Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji, którego zadaniem była inwentaryzacja i bilansowanie emisji na potrzeby różnorodnych obowiązków sprawozdawczych wynikających z prawa międzynarodowego. Dysponowanie przez IOŚ wysoko wykwalifikowaną kadrą pracowniczą spowodowało, że w 2005 r. Instytut został również wyznaczony do wykonywania zadań Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE) na mocy rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 13 września 2005 r. w sprawie wyznaczenia Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (Dz. U. Nr 186, poz. 1562). Instytut Ochrony Środowiska realizował zadania KASHUE na podstawie ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji i, jak wspomniano, od

2009 r. IOŚ realizuje także zadania KOBiZE na mocy ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji. Krajowemu ośrodkowi zostały powierzone zadania związane z zarządzaniem emisjami (nie tylko gazów cieplarnianych). Należy zwrócić uwagę, że wykonywanie zadań KASHUE i KOBiZE jest ściśle powiązane z działalnością badawczą (w zakresie bilansowania i prognozowania emisji zanieczyszczeń powietrza) prowadzoną przez Instytut i należy uznać, że żaden inny podmiot nie jest w wystarczającym stopniu przygotowany od strony kadrowej, organizacyjnej oraz posiadanej infrastruktury do podjęcia realizacji tych zadań.

Należy zwrócić uwagę, że praktyka powierzania ciągle rosnącej liczby zadań publicznych podmiotom pozostającym poza strukturami administracji publicznej nie jest zjawiskiem nowym. Tego rodzaju tendencje w organizacji systemu instytucjonalnego realizacji zadań publicznych wpływają na sprawność i efektywność wypełniania tych zadań. Zwłaszcza realizacja tak specyficznych zadań publicznych jak bilansowanie i prognozowanie emisji wymaga wysokiego profesjonalizmu oraz przygotowania merytorycznego, a także pewnej elastyczności działania, których gwarantem są zasady funkcjonowania Instytutu Ochrony Środowiska.

Dodatkowo należy podkreślić, że działalność KOBiZE nie generuje obciążeń budżetowych, a koszty związane z wykonywaniem powierzonych mu zadań są finansowane ze środków pochodzących z opłat i kar pobieranych na podstawie przepisów ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695). Na wykonywanie zadań KOBiZE będą także przeznaczane wpływy z opłat zastępczych uzyskiwane w ramach systemu wprowadzanego projektowaną ustawą.

Projekt określa obowiązki nałożone na operatorów eksploatujących duże źródła spalania. Do obowiązków operatora należy sporządzanie miesięcznych i rocznych raportów o wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu. Przy określaniu wielkości produkcji energii elektrycznej na potrzeby sporządzenia raportu uwzględnia się ilość energii elektrycznej z dużego źródła spalania zmierzoną na zaciskach generatorów, zaś określając wielkość produkcji ciepła, bierze się pod uwagę ilość ciepła z dużego źródła spalania zmierzoną za pomocą urządzeń pomiarowych. Ustalenie wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu będzie następowało w sposób określony w art. 6 ust. 3 projektowanej ustawy oraz na zasadach określonych w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw środowiska wydanym na mocy upoważnienia przewidzianego w art. 6 ust. 6.

Operatorzy obowiązani zostali także do sporządzenia i przedłożenia raportów rocznych dla

zakładu zawierających wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz wielkości emisji, jaka miała miejsce w roku sprawozdawczym.

Raporty (miesięczne i roczne) sporządzone przez operatorów są przekazywane KOBiZE w postaci dokumentu elektronicznego. Operatorzy wykonują ten obowiązek przez wypełnienie formularza dostępnego na stronie internetowej Krajowego ośrodka.

Zgodnie z projektem ustawy, operatorzy obowiązani są do określenia we własnym zakresie rocznych limitów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla zakładu. W tym celu wykorzystują roczne pułapowe wskaźniki emisji opracowane przez Krajowy ośrodek na podstawie krajowych rocznych pułapów emisji określonych w rozporządzeniu Rady Ministrów (art. 9 ust. 2) oraz krajowego bilansu produkcji energii elektrycznej i ciepła, sporządzonego na podstawie raportów rocznych przekazywanych przez operatorów. Wskaźnik pułapowy ogłaszany jest co roku na podstawie pułapu obowiązującego w roku sprawozdawczym, czyli poprzednim roku kalendarzowym, oraz rzeczywistej, sumarycznej ze wszystkich dużych źródeł spalania, produkcji energii elektrycznej i ciepła w roku sprawozdawczym (minister środowiska ogłasza ten wskaźnik na swojej stronie internetowej do dnia 20 marca roku następującego po roku sprawozdawczym). Wskaźnik pułapowy ogłoszony przez ministra środowiska jest podstawą do wyliczenia przez operatorów ich indywidualnych limitów emisji. Roczny limit emisji będzie obliczany jako iloczyn rocznego pułapowego wskaźnika emisji oraz wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła (przeliczone na produkcję równoważną). Szczegółowy sposób określania rocznego limitu emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla dużego źródła spalania oraz rocznych pułapowych wskaźników emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla dużych źródeł spalania określi rozporządzenie Ministra Środowiska wydane na podstawie art. 12. Rozporządzenie to będzie zawierało szczegółowe wzory matematyczne, które mają zapewnić jednolity sposób prowadzenia przez operatorów odpowiednich obliczeń.

Roczny limit emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla dużego źródła spalania obliczony przez operatorów odpowiada liczbie uprawnień do emisji, jaką będzie dysponował operator do celów rozliczenia emisji. Przez uprawnienie do emisji w ustawie rozumie się uprawnienie do wprowadzania do powietrza jednego kilograma dwutlenku siarki albo uprawnienie do wprowadzania do powietrza jednego kilograma tlenków azotu, w danym roku sprawozdawczym. Uprawnienia do emisji zostaną wprowadzone na rachunek operatora, po weryfikacji pod względem rachunkowym rocznego limitu emisji dwutlenku siarki i rocznego limitu emisji tlenków azotu, którą przeprowadzi Krajowy ośrodek do dnia 31 marca roku



następującego po roku sprawozdawczym.

Operatorzy obowiązani są do rozliczania wielkości emisji z dużego źródła spalania za rok sprawozdawczy, porównując swoją emisję rzeczywistą w roku sprawozdawczym z limitem wyliczonym w sposób określony wyżej. Rozliczenie odbywa się zatem według zasady ex post. Dla umożliwienia operatorom dokonania oceny możliwości spełnienia limitów w pierwszym roku sprawozdawczym minister właściwy do spraw środowiska zamieści na stronie internetowej obsługującego go urzędu nie później niż do dnia 10 kwietnia 2012 r., wyliczone przez Krajowy ośrodek na podstawie raportów składanych do Krajowej bazy<sup>1)</sup>, informacji na temat dużych źródeł spalania za rok 2011 r., dane dotyczące:

- 1) wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu,
  - 2) wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła
- oraz wynikające z tych wielkości wskaźniki emisji.

Na podstawie tych wielkości, operator będzie w stanie wyliczyć orientacyjny roczny wskaźnik pułapowy, jaki zostanie ogłoszony w 2013 r. (dzieląc pułap krajowy obowiązujący w 2012 r. przez produkcję krajową z 2011 r.). Wyliczony przez operatora orientacyjny roczny wskaźnik pułapowy w połączeniu ze wskaźnikami bieżącymi emisji (publikowanymi narastająco co miesiąc i obrazującymi aktualny stan emisji w połączeniu z produkcją energii) dostarczy operatorom wystarczających informacji do planowania z odpowiednim wyprzedzeniem działań związanych z produkcją i ograniczaniem emisji. Te dwa rozwiązania zabezpieczają właściwe przygotowanie operatorów w pierwszym roku działania systemu bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu do planowania produkcji i emisji substancji do powietrza. Należy jednak pamiętać, że wielkość produkcji energii elektrycznej i ciepła może być różna w poszczególnych latach (zapotrzebowanie na energię determinowane jest w znacznym stopniu przez warunki atmosferyczne, tj. np. długość sezonu zimowego, wysokości temperatur). Wyliczony przez operatora orientacyjny wskaźnik pułapowy może różnić się od tego, który zostanie ogłoszony w 2013 r. jako podstawa do rozliczania. W kolejnych latach będą dostępne roczne wskaźniki emisji z poprzednich lat oraz, jak poprzednio, wskaźniki bieżące emisji (miesięczne, publikowane narastająco co miesiąc i obrazujące aktualny stan emisji w połączeniu z produkcją energii).

Ustawa wprowadza mechanizm wspólnego rozliczania przez tego samego operatora emisji ze wszystkich jego zakładów. Rozwiązanie to ma zapewnić pewną elastyczność co do sposobu

---

<sup>1)</sup> Na mocy art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, z późn. zm.).

przeprowadzenia obowiązku rozliczenia emisji. W przypadku gdy emisja z dużego źródła spalania jest większa niż liczba uprawnień do emisji wprowadzonych na rachunek operatora, operator jest obowiązany do nabycia brakujących uprawnień do emisji lub uiszczenia opłaty zastępczej za brak uprawnień do emisji. Będą to faktycznie jedyne obciążenia finansowe, na jakie podmioty uczestniczące w systemie mogą być narażone przy przestrzeganiu obowiązków wynikających z projektowanej ustawy. Jednakże podmioty, które szybko podejmą działania mające na celu redukcję emisji uzyskają uprawnienia, które w przypadku ich zbycia będą stanowić dodatkowe przychody.

Wysokość opłaty zastępczej stanowi iloczyn liczby brakujących uprawnień do emisji i jednostkowej stawki opłaty zastępczej. Wysokość jednostkowej stawki opłaty zastępczej wynosi 5 zł za brak jednego uprawnienia do emisji. Proponowana stawka 5 zł jest o tyle wyższa od kosztów związanych z redukcją emisji jednego kilograma SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> (ok. 2,5 do 3 zł), iż powinna skłaniać inwestorów do podejmowania działań związanych z budową instalacji odsiarczających i odazotowujących i motywujących do ograniczenia emisji w celu uniknięcia ponoszenia opłat. Waloryzowanie tej stawki np. poprzez wartość współczynnika inflacji w obecnej sytuacji gospodarczej miałyby znikome znaczenie. Stosowanie takiego systemu waloryzacji, jaki przyjęto w systemie opłat za korzystanie ze środowiska wynikających z ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, jest nieuzasadnione z uwagi na to, że przyniesie nieadekwatne do nakładu pracy (zaangażowanie administracji w opracowywanie corocznych waloryzowanych stawek jednostkowych opłat i corocznej nowelizacji przepisów) w stosunku do osiągniętych dzięki waloryzacji korzyści.

Opłatę zastępczą operator wnosi na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Do ponoszenia opłat zastępczych stosuje się przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2005 r. Nr 85, poz. 727, z późn. zm.), a uprawnienia organów podatkowych będą przysługiwały NFOŚiGW. Organem właściwym do wydawania decyzji na podstawie przepisów Ordynacji podatkowej będzie Prezes Zarządu NFOŚiGW, zaś funkcję organu wyższego stopnia w sprawach dotyczących opłat zastępczych będzie pełnił minister właściwy do spraw środowiska.

Do egzekucji należności z tytułu kar pieniężnych oraz opłat zastępczych będą miały zastosowanie przepisy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. Uprawnienia wierzyciela w rozumieniu tych przepisów będą przysługiwały NFOŚiGW.

W projekcie ustawy wskazany został sposób postępowania w przypadkach braku uiszczenia

opłaty, w przypadku wniesienia opłaty w kwocie niewystarczającej lub w nadmiernej wysokości. Minister właściwy do spraw środowiska stwierdza taką sytuację oraz określa wysokość opłaty zastępczej w drodze decyzji. Opłata jest wnoszona na rachunek Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Projektowana ustawa przewiduje katalog kar mających na celu zabezpieczenie prawidłowego i terminowego wykonywania obowiązków nałożonych na operatorów ustawą.

Ustawa przyjmuje wymiar kary pieniężnej za nieprzekazanie Krajowemu ośrodkowi raportu rocznego albo przekazanie go po terminie w jednakowej wysokości 50 000 zł. W tej samej wysokości przewidziano także karę za niezłożenie wniosku o utworzenie rachunku w rejestrze uprawnień do emisji.

Zastosowanie jednakowego wymiaru kary ma związek z tym, że oba wspomniane uchybienia mają jednakowe znaczenie z punktu widzenia prawidłowości funkcjonowania systemu bilansowania i rozliczania emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Następstwem niewykonania obowiązku przekazania rocznego raportu będzie pozbawienie Krajowego ośrodka możliwości przygotowania krajowego bilansu produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz emisji (art. 10 ust. 1), a także możliwości prawidłowego obliczenia rocznych pułapowych wskaźników emisji (art. 10 ust. 2). To z kolei przełoży się na pozbawienie operatorów możliwości realizacji obowiązku ustalenia rocznych limitów emisji oraz wprowadzenia przez Krajowy ośrodek na rachunek w rejestrze uprawnień do emisji odpowiedniej liczby uprawnień (art. 11 ust. 1 i 4). W konsekwencji niewykonanie tych czynności będzie rzutowało na wykonanie obowiązku rozliczenia emisji oraz powstanie obowiązku zakupu brakujących uprawnień lub uiszczenia opłaty zastępczej (art. 13 ust. 1 i 2). Należy zwrócić uwagę również na to, że wykonywanie obowiązku rozliczenia emisji odbywa się w cyklu rocznym, poszczególne czynności, które determinują prawidłowe wykonanie obowiązku rozliczenia emisji wykonywane są w odstępach jednego tygodnia, dwóch tygodni lub miesiąca, z tego względu przekroczenie terminu złożenia raportu, który inicjuje ciąg czynności podejmowanych kolejno przez Krajowy ośrodek i operatorów, posiada taki sam ciężar gatunkowy, jak niezłożenie raportu przez operatora.

Kara za uchybienie obowiązkowi złożenia wniosku o otwarcie rachunku w rejestrze jest równie dotkliwa, jak kara za niezłożenie raportu. Uzasadnieniem przyjęcia takiej samej wysokości kary jest ścisły związek posiadania przez operatora rachunku w rejestrze z możliwością wykonywania przez niego ciężących na nim obowiązków sprawozdawczych, bilansowych i rozliczeniowych, które stanowią istotę jego uczestnictwa w systemie

wprowadzanym projektowaną ustawą.

Kolejnym rodzajem kar jest kara za niedopełnienie obowiązku rozliczenia emisji. Projektowana ustawa wskazuje, że jeżeli operator nie wniesie w terminie opłaty zastępczej będzie podlegał karze pieniężnej w wysokości równej iloczynowi liczby brakujących uprawnień do emisji i jednostkowej stawki kary pieniężnej, której wysokość ustalono na poziomie 10 zł, a więc dwukrotności jednostkowej stawki przyjętej dla opłaty zastępczej.

Kary pieniężne są wnoszone na wyodrębniony rachunek bankowy wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska. Termin płatności kary pieniężnej wynosi 14 dni od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary pieniężnej stała się ostateczna.

Należy podkreślić, że ustawa realizuje zasadę, w myśl której uiszczenie kary pieniężnej nie zwalnia operatora z wykonania obowiązku, któremu operator uchybił. Rozwiązanie to ma na celu doprowadzenie do faktycznego wykonywania przez operatorów ciążących na nich obowiązków, które w zasadniczy sposób rzutują na prawidłowe funkcjonowanie systemu bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu.

Do kar pieniężnych będą miały zastosowanie przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa, a uprawnienia organów podatkowych będą przysługiwały wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska. Z zakresu tej ustawy do kar pieniężnych nie będą miały zastosowania przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa dotyczących terminów płatności należności, odroczenia tych terminów, zaniechania ustalenia zobowiązania, zaniechania poboru należności oraz umarzania zaległych zobowiązań. Wyłączenie stosowania wyżej wymienionych przepisów Ordynacji podatkowej jest związane z potrzebą wzmocnienia prewencyjnej funkcji kar pieniężnych przewidzianych w ustawie. Skoro bowiem operatorzy nie będą mogli liczyć na możliwość zastosowania wobec nich środków łagodzących dolegliwość kar pieniężnych, jakimi bez wątpienia są odroczenie terminu płatności, zaniechanie ustalenia zobowiązania, zaniechanie poboru należności czy umorzenie zaległych zobowiązań, przy stosunkowo dużej dolegliwości, jaka tkwi w wysokości kary pieniężnej, efekt prewencyjny tego środka będzie tym większy. Mając to na względzie, należy się spodziewać, że operatorzy będą przykładali większą wagę do prawidłowego i terminowego wykonywania obowiązków zagrożonych karami przewidzianymi ustawą.

Do egzekucji należności z tytułu kar pieniężnych oraz opłat zastępczych będą miały zastosowanie przepisy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. Uprawnienia wierzyciela w rozumieniu tych przepisów będą przysługiwały Narodowemu Funduszowi

Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Projekt ustawy zawiera przepisy wprowadzające zmiany w przepisach obowiązujących.

Zmiany w art. 5a ust. 3 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa.

W ustawie tej czynności prawne państwowych osób prawnych związane z zarządzaniem uprawnieniami do emisji wyłączono spod obowiązku uzyskania zgody ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa.

Zmiany w art. 401 i art. 401c ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska dotyczą wpływów (z opłat zastępczych i kar pieniężnych) i przeznaczenia środków wnoszonych na podstawie projektowanych przepisów na rachunek NFOŚiGW. Środki z opłat zastępczych przeznaczone będą na finansowanie działań KOBiZE. Finansowanie KOBiZE będzie realizowane w ramach umów trójstronnych i wieloletnich programów, finansowanych przez NFOŚiGW. W ramach umów trójstronnych (zawieranych pomiędzy Ministrem Środowiska, Instytutem Ochrony Środowiska, Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) wydatkowanie środków i ich rozliczanie będzie nadzorował Minister Środowiska i NFOŚiGW. Zadania KOBiZE są finansowane w ramach zobowiązań wieloletnich i przyjmowanych na dany rok planów finansowych NFOŚiGW. Sposób wydatkowania środków określają harmonogramy rzeczowo-finansowe. Środki na finansowanie zadań będą przekazywane IOŚ w zaliczkach wynikających z wysokości kwot kosztów i wydatków określonych w harmonogramach rzeczowo-finansowych. Zestawienie poniesionych kosztów przez IOŚ w okresach kwartalnych akceptuje pod względem merytorycznym Minister Środowiska i przekazuje NFOŚiGW.

Kolejna zmiana dotyczy przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227, z późn. zm.), w której dodano przepis dotyczący udostępniania informacji z zakresu projektowanej ustawy.

W celu zapewnienia spójności pomiędzy materią projektowanej ustawy i obowiązującą ustawą o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji proponuje się wprowadzenie zmian w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji. Zmiany dotyczą rozszerzenia katalogu zadań Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami o pakiet zadań związanych

z administrowaniem systemem bilansowania i rozliczania emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> dla dużych źródeł spalania.

Ustawa nie zawiera norm technicznych podlegających procedurze notyfikacji, w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

## OCENA SKUTKÓW REGULACJI

### 1. Cel wprowadzenia ustawy

Celem projektu ustawy jest wprowadzenie nowych w polskim systemie ochrony środowiska rozwiązań dotyczących sposobu bilansowania emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) z dużych źródeł spalania (wprowadzenie systemu opartego na handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu) pozwalających operatorom dużych źródeł spalania na stopniowe dojście przez Polskę do ustalonych w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej pułapów emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu w perspektywie końca roku 2015. System bilansowania ma na celu stopniowe dojście do, z góry narzuconych, ustalonych i podanych w regulacjach krajowych i wspólnotowych, pułapów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> przy założeniu, że w tym okresie będzie także wzrastała – ze względu na wzrost zapotrzebowania – produkcja energii elektrycznej i ciepła.

### 2. Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny

Projekt aktu normatywnego oddziałuje na Ministra Środowiska, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Inspekcję Ochrony Środowiska oraz producentów energii elektrycznej i ciepła, którzy eksploatują duże źródła spalania o mocy od 50 MW. Regulacji będzie podlegało około 90 obiektów, a w szczególności:

Elektrownia Bełchatów	Elektrownia Dolna Odra
Elektrownia Opole	Elektrownia Pomorzany
Elektrownia Turów	Elektrownia Szczecin
Elektrownia Kozienice	Elektrownia Ostrołęka B
Elektrownia Połaniec	Elektrownia Pątnów I
Elektrownia Rybnik	Elektrownia Konin
Elektrownia Skawina	Elektrownia Adamów
Elektrownia Stalowa Wola	Elektrownia Pątnów II
Elektrownia Jaworzno III	Elektrociepłownia Ostrołęka A
Elektrownia Blachownia	Elektrociepłownia Chorzów „Elcho”
Elektrownia Jaworzno II	Elektrociepłownia Siekierki

Elektrownia Łaziska	Elektrociepłownia Żerań
Elektrownia Halemba	Elektrociepłownia Będzin S.A.
Elektrownia Łagisza	Elektrociepłownia Białystok
Elektrownia Siersza	Elektrociepłownia EC Nowa
Elektrociepłownia Fenice Rzeszów	Elektrociepłownia Wrocław
Elektrociepłownia Elbląg	Ciepłownia Kawęczyn
Elektrociepłownia Gorzów	Ciepłownia Wola
Elektrociepłownia Kraków	Elektrociepłownia Kielce
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	Elektrociepłownia Rzeszów
Elektrociepłownia Starogard	WPEC w Legnicy – C Lubin
Elektrociepłownia – Zakład Inowrocław	Elektrociepłownia Czechnica
Elektrociepłownia – Zakład Janikowo	MPEC Łomża – Ciepłownia
Elektrociepłownia Tychy	PEC Gliwice – Ciepłownia
Elektrociepłownia Zabrze	WPEC Legnica – Kotłownia Górka
Elektrociepłownia Zielona Góra	Grupa Lotos – EC Gdańsk
Toruńska Energetyka Cergia EC 1	PKN Orlen – EC Płock
Elektrociepłownia Gdańska	Zakłady Koksownicze Zdzeszowice
Elektrociepłownia Gdyńska	Arcelor Mittal Poland – EC Kraków
Energetyka Boruta – EC 3	Mondi Świecie S.A.
Energ. Ciepła Opolszczyzny – K-173	International Paper – Kwidzyn
Elektrociepłownia Megatem EC-Lublin	Elektrociepłownia Cukrowni Łapy
Elektrociepłownia Katowice	Zakłady Azotowe Anwil – EC
Elektrociepłownia Bielsko-Biała	Elana – Energetyka – EC1 i EC2
Elektrociepłownia Bielsko-Północ	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna
Elektrociepłownia Moszczenica	Energetyka Dwory – EC
Elektrociepłownia Zofiówka	PE Energetyka-Rokita
HCz Elsen – Elektrociepłownia 1	Michelin Polska – Olsztyn
HCz Elsen – Elektrociepłownia 2	Zakłady Azotowe Kędzierzyn – EC
Elektrociepłownia Miechowice	Zakłady Azotowe Puławy – EC



Elektrociepłownia Poznań-Garbary	Zakłady Azotowe w Tarnowie – EC
Elektrociepłownia Poznań-Karolin	Zakłady Chemiczne Police – EC2
Elektrociepłownia Bydgoszcz 1	Elektrociepłownia Koksowni Przyjaźń
Elektrociepłownia Bydgoszcz 2	Elektrociepłownia Bydgoszcz 3
Elektrociepłownia Łódź 2	Elektrociepłownia Łódź 3
Elektrociepłownia Łódź 4	

### 3. Konsultacje społeczne

Projekt ustawy został umieszczony na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska ([www.mos.gov.pl](http://www.mos.gov.pl)). Ponadto, projekt został przekazany operatorom eksploatującym duże źródła spalania oraz zainteresowanym instytucjom naukowo-badawczym, izmom gospodarczym, wojewodom, marszałkom województw i organizacjom pozarządowym. Do projektu uwagi zgłosili: Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Elektrociepłownia Będzin S.A., Instytut Ochrony Środowiska, „VATTENFALL” Heat Poland S.A., Elektrociepłownia Tychy S.A., Stowarzyszenie Papierników Polskich, Elektrociepłownia Zabrze S.A., Elektrownia Rybnik S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała, Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Polska Grupa Energetyczna S.A., Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Polski Komitet Energii Elektrycznej, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Grupa Lotos S.A., Południowy Koncern Energetyczny, Forum Branżowych Organizacji Gospodarczych, Komisja Wspólna Rządu i Samorządu, Urząd Marszałkowski Województwa Podlaskiego.

Należy podkreślić, że część uwag zgłoszonych podczas konsultacji społecznych miała charakter redakcyjny i zostały one uwzględnione w projekcie ustawy.

Pozostałe uwagi o charakterze merytorycznym dotyczyły następujących kwestii: stosowania pojęć: „energii elektrycznej brutto/netto” i „energii cieplnej brutto/netto”, bezzasadnego wprowadzenia pojęcia „zakład” i „operator” do projektu oraz kwestii ustalania odrębnych wskaźników emisji dla podziału dużych źródeł spalania według nominalnej mocy cieplnej na 4 przedziały, tj.: 50 – 100 MWt, 100 – 300 MWt, 300 – 500 MWt, >500 MWt. Po przeprowadzeniu konsultacji z KOBiZE (jednostką wskazaną przez ustawę z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, z późn. zm.) m.in. do wykonywania zadań związanych z funkcjo-

nowaniem Krajowego systemu bilansowania i prognozowania emisji) i przeanalizowaniu możliwych rozwiązań zostały przyjęte pojęcia „energii elektrycznej brutto”, „ciepła netto”, a także zastosowano podział dużych źródeł spalania na cztery ww. grupy. Uwagi dotyczące pojęć „zakład” i „operator” zostały uwzględnione. Pojęcia te zostały sformułowane wyłącznie na potrzeby projektowanej ustawy i nie ma żadnych przeciwwskazań do ich stosowania. Dodatkowo przyjęta definicja „operator” jest tożsama z pojęciem zawartym w art. 2 ust. 5 Dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania, przez co stanowi implementację ww. definicji do prawa krajowego. Ponadto w trakcie konsultacji zostały zgłoszone zastrzeżenia co do wysokości stawki opłaty zastępczej określonej na poziomie 5 zł, lecz i ta uwaga została odrzucona. Kwota ta została przyjęta po przeprowadzeniu szczegółowej analizy wykazującej, że kwota ta jest wyższa niż koszt budowy instalacji odazotowującej i odsiarczającej (2,5 – 3 zł za redukcję emisji SO<sub>2</sub> lub NO<sub>x</sub>) i ma za zadanie motywować podmioty do inwestowania w urządzenia redukujące zanieczyszczenia. Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania powinny całkowicie rozwiązać wątpliwości wnoszących powyższe uwagi.

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 4 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414 oraz z 2009 r. Nr 42, poz. 337) – z chwilą przekazania projektu ustawy do uzgodnień międzyresortowych został on zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej. Zgodnie z trybem określonym w ww. ustawie nie wpłynęło żadne zgłoszenie podmiotu zainteresowanego wzięciem udziału w pracach nad projektem ustawy.

W dniu 31 marca 2010 r. projekt ustawy został rozpatrzony przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego i uzyskał pozytywną opinię.

#### 4. Wpływ regulacji na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego

Skutki finansowe związane z przyjęciem nowej regulacji wynikają z powierzenia KOBiZE, jednostce utworzonej na mocy ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych lub innych substancji, nowych zadań związanych z nadzorowaniem funkcjonowania systemu bilansowania emisji. Nowe zadania powierzone KOBiZE będą finansowane za pośrednictwem Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) z opłat zastępczych, o których mowa w omawianym

projekcie ustawy.

Koszty Krajowego ośrodka związane z wprowadzeniem projektowanego systemu szacowane są na 22 200 000 zł do roku 2020. Zgodnie z projektem Krajowy ośrodek będzie miał następujące zadania związane z funkcjonowaniem systemu:

- 1) prowadzenie rejestru uprawnień – konieczność zakupu odpowiedniego sprzętu, stworzenie oprogramowania, serwis, obsługa rejestru;
- 2) etaty dla pracowników zapewniających m.in.:
  - a) prawidłowe funkcjonowanie rejestru pod względem informatycznym – zadanie ciągłe od 2011 r.,
  - b) weryfikację wniosków – zadanie ciągłe, ale w 2011 r. nasilone (założenie rachunków dla istniejących operatorów),
  - c) weryfikację raportów miesięcznych i przygotowanie bieżących wskaźników – zadanie ciągłe od 2012 r.,
  - d) weryfikację raportów rocznych i obliczanie wskaźników pułapowych – zadanie do realizacji w marcu, w latach 2013 – 2016,
  - e) weryfikację limitów wprowadzanych na rachunkach przez operatorów – zadanie do realizacji w okresie rozliczeniowym od 2013 r.,
  - f) przygotowanie raportu dla Ministra Środowiska (do 31 lipca każdego roku),
  - g) udzielanie wyjaśnień – zadanie ciągłe,
  - h) opracowanie materiałów informacyjnych, prowadzenie szkoleń – zadanie nasilone w pierwszym okresie funkcjonowania – 2011 i 2012 r.

Koszty Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska związane z wprowadzeniem projektowanego systemu szacowane są na 4 080 000 zł do roku 2020.

Maksymalny limit wydatków sektora finansów publicznych będący skutkiem finansowym ustawy wynosi 26 280 000.

Korzyści dla finansów publicznych płynące z zastosowania regulacji są trudne do oszacowania. Tym niemniej można przyjąć, że osiągną one kwotę 7754 mln zł (dane pochodzą z raportu Regionalnego Biura WHO na Europę pt. Health risks of particulate matter from long-range transboundary air pollution) i będą dotyczyły oszczędności w sektorze zdrowia i ubezpieczeń społecznych spowodowanych ograniczeniem liczby zachorowań oraz przedwczesnych zgonów.

Określone w ustawie wydatki budżetu państwa, będące skutkiem wejścia w życie projektowanej ustawy, zostaną sfinansowane w ramach środków finansowych pozostających w dyspozycji Ministra Środowiska.

#### 5. Wpływ regulacji na rynek pracy

Regulacje prawne zaproponowane w niniejszej ustawie nie będą miały wpływu na rynek pracy.

#### 6. Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw

Dodatkowe obowiązki administracyjne nakładane projektowaną ustawą na podmioty uczestniczące w systemie nie będą stanowiły dla nich istotnego obciążenia administracyjnego. Ustawa nie nakłada obowiązku uzyskania przez podmioty żadnych nowych decyzji administracyjnych.

W przypadku gdy emisja z dużego źródła spalania jest większa niż liczba uprawnień do emisji wprowadzonych na rachunek operatora, operator jest obowiązany do nabycia brakujących uprawnień do emisji lub uiszczenia opłaty zastępczej za brak uprawnień do emisji. Będą to faktycznie jedyne obciążenia finansowe, na jakie podmioty uczestniczące w systemie mogą być narażone przy przestrzeganiu obowiązków wynikających z projektowanej ustawy. Jednakże podmioty, które szybko podejmą działania mające na celu redukcję emisji, uzyskają uprawnienia, które w przypadku ich zbycia będą stanowić dodatkowe przychody.

Ustawa wprowadza katalog zachowań zagrożonych karami pieniężnymi za nieprzestrzeganie obowiązków ustawowych, stąd można się spodziewać, że obciążenia przedsiębiorców z tego tytułu wystąpią. Trudno jest jednak oszacować wielkość obciążeń wynikających z tytułu sankcji finansowych przewidzianych w projektowanej ustawie.

Z uwagi na rodzaj nośników energii dominujących w produkcji energii elektrycznej i ciepłej w Polsce (węgiel) i związane z tym emisje związków siarki i azotu, akt wpływa na ceny energii elektrycznej, a te dotyczą zarówno duży przemysł, sektor małych i średnich przedsiębiorstw, jak i gospodarstwa domowe. Jednocześnie jednak możliwe będzie obniżenie kosztów w obiektach przyjaznych dla środowiska poprzez dodatkowe zyski wynikające z możliwości sprzedaży wolnych uprawnień do emisji. Projektowany system stworzy ścieżkę dojścia do wynikających z dyrektywy o emisjach przemysłowych, obowiązujących od 2016 r., zaostrzonych standardów emisji dla dużych źródeł spalania.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, podał do wiadomości publicznej, że w 2009 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym osiągnęła poziom 197,21 zł/MWh.

Tabela 1. Średnioważone ceny ciepła („ogółem”) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – czerwiec 2009 r. (wg URE)

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła „ogółem”[zł/GJ]
1	Mazowieckie	35,06
2	Dolnośląskie	29,39
3	Opolskie	35,57
4	Kujawsko-Pomorskie	31,67
5	Wielkopolskie	40,59
6	Pomorskie	39,08
7	Warmińsko-Mazurskie	36,71
8	Małopolskie	28,36
9	Podkarpackie	31,35
10	Śląskie	29,03
11	Łódzkie	21,82
12	Świętokrzyskie	41,28
13	Zachodniopomorskie	40,05
14	Lubuskie	30,56
15	Lubelskie	27,16
16	Podlaskie	30,38
17	Ogółem kraj	30,79

Przy założeniu najgorszego scenariusza konieczności poniesienia kosztów pozyskania uprawnień w roku 2012, o cenie jednostkowej 5 zł/kg, w ilości odpowiadającej emisji 100 000 t SO<sub>2</sub> lub NO<sub>x</sub> koszt wyniósłby 500 mln zł. Przyjęto do analizy dwa warianty możliwości rozłożenia takiego kosztu:

- 1) w 24 % na sprzedaż 110 TWh energii elektrycznej i w 76 % na sprzedaż 220 000 TJ ciepła może spowodować uzasadniony, średni wzrost ceny odpowiednio o 3,45 zł/MWh i 0,55 zł/GJ (rozłożenie obciążeń prawie proporcjonalne, tj. 1,75 % ceny energii elektrycznej i 1,77 % ceny ciepła);
- 2) w 50 % na sprzedaż 110 TWh energii elektrycznej i w 50 % na sprzedaż 220 000 TJ ciepła może spowodować uzasadniony, średni wzrost ceny odpowiednio o 2,27 zł/MWh i 1,13 zł/GJ (1,15 % ceny energii elektrycznej i 3,69 % ceny ciepła).

Optymalny wydaje się wariant „1”, ze względu na niemal proporcjonalne (procentowe) rozłożenie obciążeniem wzrostu cen.

Należy zauważyć, że ten stosunkowo niewielki wzrost cen energii elektrycznej przekłada się na wielkość poniżej 1 % rocznie. Biorąc pod uwagę wymagany na podstawie dyrektywy UE 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG średni spadek zużycia energii o 1 % rocznie (cel indykatorywny 9 % w ciągu 9 lat) należy uznać, że wzrost cen nośników energii zostanie z nawiązką skompensowany przez spadek zużycia energii.

## 7. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny

Proponowane regulacje prawne będą miały wpływ na sytuację gospodarczą i rozwój regionalny. Projektowana ustawa będzie sprzyjała oszczędności energii i paliw, a także poprawie stanu środowiska, zwłaszcza czystości powietrza. Aspekty te będą pozytywnie wpływały na rozwój regionalny, zwłaszcza turystyczny, a także na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa.