



KGP.410.008.00.2015

Nr ewid. 164/2016/P/15/021/KGP

Informacja o wynikach kontroli

Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno- klimatycznego

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PANSTW I
PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest dbałość o gospodarność i skuteczność w służbie publicznej dla Rzeczypospolitej Polskiej

WIZJA

Najwyższej Izby Kontroli jest cieszący się powszechnym autorytetem najwyższy organ kontroli państwowej, którego raporty będą oczekiwanym i poszukiwanym źródłem informacji dla organów władzy i społeczeństwa

Informacja o wynikach kontroli dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego

Dyrektor Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji:

Sławomir Grzelak

Akceptuję:

Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli
Wojciech Kutyla

Zatwierdzam:

Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Krzysztof Kwiatkowski

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

Spis treści

Wykaz stosowanych skrótów	7
1. Wprowadzenie.....	13
2. Podsumowanie wyników kontroli.....	14
2.1. Ogólna ocena kontrolowanej działalności	14
2.2. Synteza wyników kontroli	15
2.3. Uwagi końcowe i wnioski.....	20
3. Ważniejsze wyniki kontroli	25
3.1. Charakterystyka stanu prawnego oraz uwarunkowań ekonomicznych i organizacyjnych	25
3.1.1. Charakterystyka stanu prawnego	25
3.1.2. Uwarunkowania ekonomiczne i organizacyjne	31
3.2. Istotne ustalenia kontroli.....	32
3.2.1. Wdrażanie PEK w Polsce.....	32
3.2.1.1. Organizacja systemu EU ETS	32
3.2.1.2. Transpozycja regulacji UE do polskiego prawa	35
3.2.1.3. Zastosowane mechanizmy wsparcia dla instalacji objętych systemem EU ETS	45
3.2.2. Realizacja zadań wynikających z EU ETS	58
3.2.2.1. Charakterystyka działalności sektorów gospodarki emitujących gazy cieplarniane.....	58
3.2.2.2. Zarządzanie emisjami, monitorowanie i rozliczanie emisji	61
3.2.2.3. Realizacja KPI	63
3.2.2.4. Nadzór nad EU ETS (nadzór nad realizacją obowiązków wynikających z EU ETS).....	69
3.2.2.5. Działania w zakresie zapewnienia konkurencyjności polskiej gospodarki w warunkach wypełniania wymagań PEK.....	70
3.2.2.6. Koszty realizacji wymogów PEK.....	71
3.2.3. Efekty EU ETS.....	73
3.2.3.1. Efekty ekologiczne	73
3.2.3.2. Skutki ekonomiczne.....	75

4. Informacje dodatkowe o przeprowadzonej kontroli.....	79
4.1. Przygotowanie kontroli	79
4.2. Postępowanie kontrolne i działania podjęte po zakończeniu kontroli.....	80
4.3. Finansowe rezultaty kontroli	82
5. Załączniki	83
5.1. Załącznik Nr 1. Wykaz skontrolowanych podmiotów oraz jednostek NIK, które przeprowadziły w nich kontrole.....	83
5.2. Załącznik Nr 2. Lista osób odpowiedzialnych za kontrolowaną działalność	84
5.3. Załącznik Nr 3. Sreszczenie sprawozdania specjalnego nr 6/2015 Europejskiego Trybunału Obrachunkowego „Integralność unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji i jego wdrażani”	87
5.4. Załącznik Nr 4. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej tematyki	91
5.5. Załącznik nr 5 - Wykaz organów, którym przekazano informację o wynikach kontroli	100

Wykaz stosowanych skrótów

CO₂	dwutlenek węgla
CO₂e	ekwiwalent dwutlenku węgla
CCS	Carbon Capture and Storage - Technologia wychwytywania CO ₂ oraz jego składowanie w formacji geologicznej
<i>decyzja non ETS</i>	<i>decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych¹</i>
derogacja	odstępstwo od konieczności zakupu 100% uprawnień do emisji gazów cieplarnianych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresie rozliczeniowym obejmującym lata 2013-2020 na podstawie art. 10c dyrektywy EU ETS
DOP	Departament Ochrony Powietrza w Ministerstwie Środowiska
<i>dyrektywa 2003/87/WE</i>	<i>dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE²</i>
<i>dyrektywa 2008/101/WE</i>	<i>dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie³</i>

¹ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 136, ze zm.

² Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32, ze zm.

³ Dz. Urz. UE L 8 z 13.01.2009, str. 3.

dyrektywa 2009/29/WE *dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁴

dyrektywa CCS *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006*⁵

dyrektywa EU ETS *dyrektywa 2003/87/WE znowelizowana dyrektywą 2009/29/WE oraz innymi aktami prawnymi UE*

dyrektywa OZE *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE*⁶

instalacja

1. stacjonarne urządzenie techniczne, zespół stacjonarnych urządzeń technicznych powiązanych technologicznie i położonych na terenie jednego zakładu lub budowle niebędące urządzeniami technicznymi ani ich zespołami, których eksploatacja może powodować emisję w rozumieniu art. 3 pkt 1) ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami
2. stacjonarne urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń, w których są prowadzone jedno lub więcej działań określonych w załączniku nr 1 do ustawy oraz wszelkie inne czynności posiadające bezpośredni techniczny związek ze wskazanymi działaniami prowadzonymi w danym miejscu, które powodują emisję lub mają wpływ na jej wielkość (definicja z art.3 pkt 7 ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami)

⁴ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 63, ze zm.

⁵ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 114.

⁶ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, ze zm. Dalej: *dyrektywa OZE*.

jednostka AAU	Assigned Amount Unit - jednostka przyznanej emisji wyrażona w ekwiwalencie emisji gazów cieplarnianych, przyznana państwu uprawnionemu zgodnie z Protokołem z Kioto
jednostka CER	Certified Emission Reduction – jednostka zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych, poświadczając jednostkami redukcji emisji CO ₂ przyznawanymi zgodnie z zasadami Protokołu z Kioto redukcję emisji; jednostki CER od 2005 r. mogą być użyte przez instalacje działające w ramach systemu EU ETS
jednostka EUA lub uprawnienie do emisji	European Union Allowance – uprawnienie do wprowadzenia do powietrza CO ₂ , które służy do rozliczenia wielkości emisji w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
Jednostka ERU	Emission Reduction Unit – jednostka zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych, czyli uprawnienia, które zostaną wygenerowane w projekcie Wspólnych Wdrożeń (<i>Joint Implementation</i>) wyrażona w ekwiwalencie emisji CO ₂ ; jedno ERU jest równe zredukowaniu jednej tony ekwiwalentu CO ₂
KASHUE	Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami
KE	Komisja Europejska
KOBIZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami działający na podstawie <i>ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami</i>
Konwencja Klimatyczna	<i>Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu sporządzona w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r.</i> ⁷ , Polska przystąpiła do Konwencji 21 marca 1994 r.
KPI	Krajowy Plan Inwestycyjny
KPRU	Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO ₂ dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami
KŚW	Krajowe Środki Wykonawcze (odpowiednik KPRU na lata 2013-2020)

⁷ Dz. U. z 1996 r. Nr 53, poz. 238.

MG	Ministerstwo Gospodarki
MŚ	Ministerstwo Środowiska
NO_x	tlenki azotu
PEK, Pakiet	Pakiet energetyczno-klimatyczny
PEP2030	Polityka energetyczna Polski do 2030 r. dokument przyjęty uchwałą Nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. – stanowiący załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. ⁸
POŚ	ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska ⁹
projekt mechanizmu czystego rozwoju	Clean Development Mechanism – przedsięwzięcie realizowane przez państwo uprawnione na terytorium innego państwa uprawnionego, które ma na celu redukcję lub uniknięcie emisji gazów cieplarnianych
projekt wdrożeń	Joint Implementation – projekt wspólnych wdrożeń, przedsięwzięcie realizowane przez państwo uprawnione na terytorium innego państwa uprawnionego, które ma na celu redukcję lub uniknięcie emisji gazów cieplarnianych
Protokół z Kioto	Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu sporządzony dnia 11 grudnia 1997 r. ¹⁰ , ratyfikowany przez Polskę w dniu 2 grudnia 2002 r. ¹¹ (wszedł w życie 16 lutego 2005 r.) ¹²

⁸ M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.

⁹ Dz. U. z 2016 r. poz. 672, ze zm.

¹⁰ Opublikowany w Dz.U. z 2005 r, Nr 203, poz.1684.

¹¹ Data ratyfikacji protokołu przez Prezydenta RP po uprzednim wyrażeniu zgody przez Sejm w ustawie z dnia 26 lipca 2002 r. o ratyfikacji Protokołu z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (Dz.U. Nr 144, poz. 1207).

¹² Oświadczenie rządowe z 9 czerwca 2005 r. w sprawie mocy obowiązującej Protokołu z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonego w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz.U. Nr 203, poz. 1685).

prowadzący instalację	<ol style="list-style-type: none"> 1. podmiot uprawniony na podstawie określonego tytułu prawnego do władania instalacją w celu jej eksploatacji zgodnie z wymaganiami określonymi w ustawie (definicja z art. 3 pkt 31 <i>POŚ</i>) 2. osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, która posiada tytuł prawny do władania instalacją w celu jej eksploatacji (definicja z art. 3 pkt 16 <i>ustawy z 2015 r. o systemie handlu</i>)
rozporządzenie 601/2012 w sprawie monitorowania i raportowania	<i>rozporządzenie Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady¹³</i>
rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji	<i>rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji¹⁴</i>
Rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU	<i>rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji¹⁵</i>
SO₂	dwutlenek siarki
TGPE	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
ucieczka emisji	<i>Carbon Leakage, zjawisko polegające na przenoszeniu produkcji powodującej emisję CO₂ z jednego kraju do drugiego (w kontekście EU ETS chodzi o przeniesienie takiej produkcji poza granice Unii Europejskiej)</i>
ustawa o Radzie Ministrów	<i>ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów¹⁶</i>

¹³ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, ze zm.

¹⁴ Dz. U. Nr 183, poz. 1142, – uchylone z dniem 9 września 2015 r.

¹⁵ Dz. U. Nr 202, poz. 1248, ze zm. (uchylone z dniem 9.09.2015 r.).

¹⁶ Dz. U. z 2012 r., poz. 392, ze zm.

<i>ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami</i>	<i>ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji¹⁷</i>
<i>ustawa z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami</i>	<i>ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji¹⁸</i>
<i>ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami</i>	<i>ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych¹⁹</i>
<i>ustawa z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami</i>	<i>ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych²⁰</i>

¹⁷ Dz. U. Nr 281, poz. 2784, ze zm. – uchylona z dniem 21 czerwca 2011 r.

¹⁸ Dz. U. z 2015 r., poz. 2273, ze zm.

¹⁹ Dz. U. Nr 122, poz. 695, ze zm. – uchylona z dniem 9 września 2015 r.

²⁰ Dz. U. poz. 1223, ze zm.

1. Wprowadzenie

Najwyższa Izba Kontroli z własnej inicjatywy przeprowadziła kontrolę dostosowania polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego²¹.

Celem głównym kontroli było dokonanie oceny skuteczności działań dostosowujących polską gospodarkę do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego oraz ich wpływu na konkurencyjność tej gospodarki. Cele szczegółowe kontroli obejmowały ocenę:

- prawidłowości wykonania obowiązków wynikających z postanowień PEK,
- realizacji przez administrację rządową działań w zakresie zapewnienia konkurencji polskiej gospodarki w warunkach wypełniania wymagań PEK,
- skuteczności działań związanych z dostosowaniem organizacji działalności gospodarczej powodującej emisję gazów cieplarnianych do wymagań w zakresie wyznaczonych limitów,
- efektów działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów PEK, z uwzględnieniem wpływu tych działań na koszty produkcji.

Kontrolę przeprowadzono w Ministerstwie Środowiska i Ministerstwie Gospodarki, a po jego likwidacji²² badania kontynuowano w Ministerstwie Energii oraz w Ministerstwie Rozwoju - według kryteriów legalności, gospodarności, celowości i rzetelności (na podstawie art. 2 ust. 1 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*²³). Spółki z udziałem Skarbu Państwa lub jednostek samorządu terytorialnego, prowadzące instalacje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji, poddano kontroli przy zastosowaniu kryteriów legalności gospodarności i rzetelności (na podstawie art. 2 ust. 2 *ustawy o NIK*) lub kryteriów legalności i gospodarności (na podstawie art. 2 ust. 3 *ustawy o NIK*).

²¹ Kontrola została ujęta w planie pracy NIK na 2015 r. pod nr P/15/021.

²² Ministerstwo Gospodarki zostało zlikwidowane z dniem 26 listopada 2015 r., a jego kompetencje, mieszczące się w zakresie kontroli, zostały przekazane do ministerstw: Rozwoju oraz Energii.

²³ Dz. U. z 2015 r. poz. 1096 oraz z 2016 r. poz. 677, dalej: *ustawa o NIK*.

Kontrola objęła lata 2008-2015. Łącznie skontrolowano wymienione wyżej ministerstwa oraz 14 spółek²⁴. Kontrolę przeprowadzono w okresie od 16 września 2015 r. do 13 czerwca 2016 r.

W niniejszej *Informacji* uwzględniono również wyniki kontroli doraźnej (rozpoznawczej) *Dostosowanie działalności Grupy Kapitałowej OPEC Grudziądz Sp. z o.o. do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego w latach 2008-2015*, przeprowadzonej przez Departament Gospodarki Skarbu Państwa i Prywatyzacji.

Wykaz jednostek objętych kontrolą zawiera załącznik Nr 1, a wykaz osób kierujących nimi – załącznik Nr 2.

2. Podsumowanie wyników kontroli

2.1. Ogólna ocena kontrolowanej działalności

NIK ocenia negatywnie skuteczność działań administracji publicznej na rzecz dostosowania polskiej gospodarki do wymogów PEK. Organy administracji rządowej nie zapewniły w pełni ochrony konkurencyjności tym sektorom gospodarki, których działalność powoduje emisję CO₂ i innych gazów objętych systemem EU ETS i w efekcie naraziły je na ponoszenie dodatkowych kosztów wynikających ze stosowania Pakietu energetyczno-klimatycznego.

Zarówno Minister Środowiska, odpowiedzialny za nadzór nad funkcjonowaniem systemu EU ETS w Polsce, jak i Minister Gospodarki odpowiedzialny za sprawy z zakresu gospodarki, nie doprowadzili do wypracowania spójnego systemu skompensowania negatywnych dla polskiej gospodarki aspektów Pakietu. Nie zastosowano niektórych dostępnych mechanizmów ochrony konkurencyjności takich sektorów jak: cementowy, hutnictwa metali, drzewny. Inne mechanizmy (np. derogacja dla sektora energetycznego) zostały przygotowane i zastosowane w sposób nierzetelny, co obniżyło ich skuteczność. Zaniechania te mogą pogorszyć pozycję konkurencyjną sektorów polskiej gospodarki, których ubocznym skutkiem działalności jest emisja gazów cieplarnianych.

²⁴ Z tego osiem spółek, będących spółkami dominującymi w grupach kapitałowych (w kontroli uwzględniono działalność w kontrolowanym zakresie 19 spółek zależnych). Łącznie kontrolą objęto 36 podmiotów prowadzących 139 instalacji.

Adaptacja wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego do polskiego systemu prawnego była realizowana w sposób nierzetelny. Regulacje prawne określające warunki prowadzenia działalności powodującej emisje gazów cieplarnianych, podlegającej rygorom systemu EU ETS, wprowadzono z opóźnieniem, a część aktów wykonawczych do nich nie została wydana do zakończenia kontroli NIK. Stan ten był spowodowany niezadowalającą jakością przygotowywanych projektów legislacyjnych, niesprawną organizacją procesu uzgodnień (brak koordynacji działań poszczególnych resortów, brak skutecznych mechanizmów rozstrzygania rozbieżności) oraz wprowadzaniem przez Ministra Środowiska do projektów ustaw nowych regulacji, które na etapie uzgodnień międzyresortowych nie były przedstawiane.

NIK ocenia pozytywnie właściwe wywiązywanie się podmiotów gospodarczych, obowiązanych do stosowania wymogów systemu EU ETS, z nałożonych na nie obowiązków. Należy przy tym zauważyć, że w wyniku zaniedbań i błędów administracji rządowej, podmioty te prowadziły działalność w warunkach niepewności i braku bezpieczeństwa obrotu gospodarczego.

W efekcie dotychczasowych działań dostosowawczych do wymogów PEK, podmioty gospodarcze, kierując się rachunkiem ekonomicznym, zmniejszyły w wymiarze ogólnym emisje CO₂ i innych gazów objętych systemem EU ETS. Negatywne oddziaływanie systemu EU ETS na konkurencyjność polskiej gospodarki było w kontrolowanym okresie mniejsze niż szacowano, głównie ze względu na niższe od prognozowanych ceny uprawnień do emisji gazów oraz możliwe do wykorzystania pule bezpłatnych uprawnień dla poszczególnych sektorów gospodarki. NIK wskazuje jednak, że sukcesywne zmniejszanie w kolejnych latach liczby bezpłatnych uprawnień oraz inne działania organów UE wymuszające dalsze zmniejszanie emisji gazów, wymagają podjęcia kompleksowych przedsięwzięć zapewniających odpowiednie warunki konkurowania polskiej gospodarki na rynku UE i poza nim.

2.2. Synteza wyników kontroli

1. Prace nad stosowaniem w Polsce wymogów PEK, w tym systemu EU ETS, były wadliwie zorganizowane i przeprowadzane. Minister Środowiska nie zapewnił skutecznej koordynacji prac administracji rządowej w zakresie wdrażania

wymogów Pakietu oraz warunków sprawnej realizacji zadań związanych z wypełnieniem obowiązków wynikających z PEK. Doprowadziło to do znacznych opóźnień we wprowadzaniu regulacji PEK do polskiego prawa. W szczególności, przedstawianie przez Ministra Środowiska do zaopiniowania niekompletnej dokumentacji związanej z projektami ustaw oraz wprowadzanie, po przeprowadzeniu konsultacji, nowych rozwiązań prawnych, które nie były wcześniej opiniowane - spowodowało opóźnienie transpozycji *dyrektywy 2009/29/WE* na poziomie ustawowym o blisko 3 lata. Przepisy *dyrektywy* powinny zostać transponowane do polskiego porządku prawnego do dnia 31 grudnia 2012 r. Do dnia sporządzania niniejszej informacji nie zostały wydane rozporządzenia wykonawcze niezbędne do pełnej transpozycji tego aktu. [str. 32 *Informacji*].

2. Zarówno Minister Środowiska (odpowiedzialny za nadzór nad systemem EU ETS), jak i Minister Gospodarki (odpowiedzialny za kształtowanie warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej, a także za działania sprzyjające wzrostowi konkurencyjności gospodarki polskiej) nie wypracowali spójnej strategii, zawierającej przewidziane w systemie EU ETS mechanizmy wsparcia dla sektorów, których działalność powoduje emisję gazów lub które są narażone na zwiększone koszty z powodu energochłonnej produkcji. Stosowano wybiórczo niektóre narzędzia pomocy, jednak i one były nierzetelnie przygotowane. W konsekwencji nie wprowadzono rekompensat dla przedsiębiorców, wynikających z art. 1 a ust. 6 *dyrektywy EU ETS*, co może pogorszyć pozycję konkurencyjną sektorów polskiej gospodarki emitujących gazy cieplarniane. Minister Środowiska nie przeprowadził analiz dla poszczególnych sektorów i podsektorów przemysłu pod kątem zaistnienia przesłanek uprawniających do wystąpienia do KE o uzupełnienie wykazu sektorów i podsektorów narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji. Brak takiej analizy, przeprowadzonej samodzielnie lub we współpracy z ministrem właściwym do spraw gospodarki, nie pozwala na rzetelną ocenę ewentualnej potrzeby włączenia kolejnych sektorów lub podsektorów do systemu ochrony w ramach systemu EU ETS. [str. 45 *Informacji*].
3. Minister Gospodarki nie zapewnił przejrzystych zasad kwalifikowania zadań do Krajowego Programu Inwestycyjnego (przeznaczonego dla wytwórców energii elektrycznej, którzy w zamian za inwestycje ograniczające emisje gazów mogli

otrzymać bezpłatne uprawnienia do emisji), jak też nie określił celów, jakie miały być osiągnięte za pomocą tego planu. Minister nie weryfikował też możliwości wykonania poszczególnych zgłaszanych projektów inwestycyjnych, co tworzyło ryzyko niezrealizowania części zadań zakwalifikowanych do KPI. W konsekwencji nieokreślenia podstawowych założeń realizacji KPI oraz pozostawienia inicjatywy opracowania tego programu podmiotowi zewnętrznemu (projekt KPI był przygotowywany przez prywatny podmiot, bez jakiegokolwiek umowy z Ministrem Gospodarki), Minister Gospodarki nie realizował w pełni celów polityki energetycznej w zakresie potrzeb inwestycyjnych sektora elektroenergetycznego i nie zadbał o ukierunkowanie dopuszczalnej pomocy publicznej w postaci bezpłatnych uprawnień do emisji gazów na strategiczne cele polityki energetycznej. Stwierdzony przez NIK stan realizacji KPI potwierdził wysoki stopień ryzyka jego niezrealizowania w istotnej części, a w konsekwencji utraty możliwości pełnego wykorzystania tego mechanizmu pomocy publicznej, zaakceptowanej przez KE, do modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej. [str. 45 *Informacji*].

4. Niekonsekwentne były również działania wspierające realizację celów PEK, niewynikające wprost z *dyrektywy EU ETS*. Minister Gospodarki nie wywiązał się z nałożonego w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012*²⁵ zadania utrzymania wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji²⁶ i oceny jego efektywności. Zaniechano też prac nad programem rozwoju wysokosprawnej kogeneracji do 2030 r., który uwzględniałby długookresowe systemy wsparcia, do czego Minister Gospodarki został zobowiązany w przyjętej w kwietniu 2014 r. strategii rządowej *Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko*. System wsparcia, w formie świadectw pochodzenia poświadczających wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji²⁷, obowiązuje tylko do 2018 r., a brak decyzji dotyczących wsparcia dla kogeneracji w kolejnych latach powoduje niepewność co do realizacji licznych projektów inwestycyjnych, w tym także w ujętych w KPI. Kolejnym zaniechaniem było nieopracowanie programu redukcji CO₂. Przez ponad sześć lat, mimo prowadzonych prac, nie przyjęto programu nakierowanego na redukcję gazów

²⁵ Załącznik Nr 3 do *PEP2030*

²⁶ Wysokosprawna kogeneracja – wspólne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła użytkowego, w taki sposób, aby uzyskać oszczędność energii pierwotnej zużywanej w jednostce kogeneracji (silnik + agregat prądowłórczy) w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielczych osobno.

- cieplarnianych – *Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej* [str. 45 *Informacji*].
5. Nadzór Ministra Środowiska nad realizacją PEK był nierzetelny, a jednocześnie nieskuteczny. W szczególności Minister zaniechał transpozycji odpowiednich przepisów UE, był także bierny w wypełnianiu przypisanych mu zadań (brak analizy danych i informacji zbieranych od podmiotów prowadzących instalacje emitujące gazy, faktyczny brak systemowego nadzoru nad realizacją KPI). Nie wypełnił ponadto obowiązków, spoczywających na nim w związku realizacją zadań w ramach systemu EU ETS - w zakresie identyfikacji zagrożeń i zabezpieczenia konkurencyjności przedsiębiorstw narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji. [str. 69 *Informacji*].
 6. Minister Gospodarki w niedostatecznym stopniu analizował uwarunkowania, mające wpływ na realizację zadań ujętych w KPI. W szczególności, w MG nie przeanalizowano wpływu skutków braku wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji na realizację projektów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym [str. 69 *Informacji*].
 7. Nie działał prawidłowo system nadzoru nad realizacją zadań inwestycyjnych ujętych w KPI - ze względu na brak uregulowań prawnych oraz zaniechania Ministra Środowiska w zakresie analizy i weryfikacji zbieranych danych sprawozdawczych. Z uwagi na opóźnienia w pracach legislacyjnych nad *ustawą z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*, Minister Środowiska nie miał do września 2015 r. podstawy prawnej umożliwiającej egzekwowanie sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizowanych przez podmioty gospodarcze inwestycji ujętych w KPI. Przez ponad dwa lata i osiem miesięcy trzeciego okresu rozliczeniowego (2013-2020) nie funkcjonował też mechanizm wskaźników zgodności, za pomocą których Minister Środowiska powinien sprawdzać efekty realizacji zadań w ramach KPI. Z ustaleń kontroli wynika, że do połowy lutego 2016 r. nie podjęto realizacji co najmniej 67 zadań (17,7% wszystkich zadań w KPI). [str. 63 *Informacji*].
 8. Koszty realizacji zadań związanych z funkcjonowaniem systemu EU ETS po stronie administracji rządowej dotyczyły głównie finansowania działalności

²⁷ Certyfikaty „żółte” certyfikaty „czerwone” i certyfikaty „fioletowe”.

KASHUE, a następnie KOBiZE. Ze względu na kolejne obowiązki nakładane na Polskę w regulacjach UE koszty te rosły i w latach 2013-2014 wyniosły łącznie 14,2 mln zł²⁸. W latach 2008-2014 prowadzący skontrolowane instalacje objęte systemem EU ETS ponieśli koszty realizacji obowiązków wynikających z postanowień PEK w wysokości 24 mld zł (średnio 3,4 mld rocznie), z czego ponad 70 % (17,5 mld zł) stanowiły nakłady na realizację zadań inwestycyjnych zakwalifikowanych do KPI (w tym koszty kwalifikowane 11,8 mld zł²⁹. Koszty zakupu uprawnień wyniosły 6,4 mld zł (26,0%). Jednocześnie w latach 2008-2014 uzyskano przychody z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji w wysokości 3,1 mld zł. Z szacunków wykonanych przez 17 podmiotów, prowadzących 63 instalacje wynikało, że na zakup brakujących uprawnień w latach 2015-2020 wydatkują kwotę ponad 11,7 mld zł. [str. 71 *Informacji*].

9. Realizacja obowiązków w ramach systemu EU ETS przez podmioty gospodarcze prowadzące instalacje powodujące emisję gazów była prawidłowa, a podejmowane działania przyczyniły się do zmniejszenia tej emisji. Rzeczywista emisja CO₂ ze 108 instalacji objętych kontrolą (funkcjonujących i objętych systemem EU ETS w całym kontrolowanym okresie) zmniejszyła się ze 102 775 685 Mg w 2008 r. do 98 140 359 Mg w 2014 r., tj. o 4 635 326 Mg (4,5%). Zmniejszenie wielkości emisji w 2014 r., w tym także w przeliczeniu na jednostkę produktu, nastąpiło przede wszystkim w instalacjach zaliczonych do sektora elektroenergetycznego. W drugim okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012) przyznane bezpłatne uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych niemal całkowicie pokrywały emisję rzeczywistą, a koszt zakupu brakujących uprawnień miał znikomy wpływ na koszty ponoszone przez przedsiębiorców. W trzecim okresie rozliczeniowym (lata 2013-2020) zmiana zasad przydziału bezpłatnych uprawnień oraz objęcie systemem EU ETS nowych rodzajów instalacji (m.in. z branży chemicznej, hutnictwa metali nieżelaznych) wpłynęło na wzrost kosztów związanych z zakupem brakujących

²⁸ Koszty poniesione przez KOBiZE. Sposób prowadzenia ewidencji kosztów w KASHUE (KOBiZE) w latach 2009-2012 uniemożliwił wyodrębnienie kosztów ponoszonych przez te jednostki w związku z realizacją PEK. Urzędnicy MŚ nie przedstawili kontrolerom NIK danych o szczegółowych kosztach zadań Ministra Środowiska w tym zakresie, ponieważ nie można było wyszczególnić ile godzin pracy każdy z pracowników przeznaczał w powyższym okresie na realizację zadań związanych z funkcjonowaniem systemu EU ETS.

²⁹ Koszty związane z realizacją zadań zakwalifikowanych do KPI wykazano na podstawie składanych sprawozdań, które obejmowały koszty poniesione w okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2015 r.

uprawnień. W latach 2013-2014 w większości kontrolowanych instalacji wystąpił niedobór przyznaných bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji. W efekcie nastąpić może wzrost kosztów działalności spółek, a tym samym koszty jednostkowe i cena sprzedawanego produktu (energia elektryczna i ciepła). [str. 73 *Informacji*].

2.3. Uwagi końcowe i wnioski

Wyniki kontroli wskazują, że w celu zapewnienia realizacji wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego, przy jednoczesnej ochronie konkurencyjności w sektorach gospodarki powodujących emisje gazów cieplarnianych, konieczne jest podjęcie następujących działań przez Ministra Środowiska:

1. Stworzenie (we współpracy z Ministrami Energii oraz Rozwoju) spójnego systemu monitorowania wpływu rozwiązań zawartych w Pakiecie na sytuacje poszczególnych sektorów i podsektorów. System ten powinien umożliwić rzetelną ocenę konsekwencji wynikających z PEK dla gospodarki oraz stworzenie narzędzi dla działań interwencyjnych w zakresie ochrony konkurencyjności.
2. Wprowadzenie (we współpracy z Ministrami Energii oraz Rozwoju) trwałego mechanizmu określającego zasady wsparcia przedsiębiorców w sytuacjach istotnego pogorszenia się konkurencyjności, które może mieć miejsce w wyniku wzrostu kosztów uprawnień do emisji (np. system rekompensat przewidzianych w *dyrektywie EU ETS*).
3. Zapewnienie, jako organ odpowiedzialny za nadzór nad systemem EU ETS, skutecznej koordynacji działań administracji rządowej podejmowanych w celu realizacji wszystkich zadań z tym związanych.
4. Zapewnienie, we współpracy z Ministrem Rozwoju, takich zmian regulacji prawnych dotyczących działalności gospodarczej, które zapewnią stabilność i przewidywalność jej prowadzenia.

W wyniku przeprowadzonej kontroli NIK skierowała wnioski pokontrolne do Ministra Środowiska, Ministra Energii, Ministra Rozwoju i trzech podmiotów prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS. Wnioski skierowane do Ministra Środowiska dotyczyły:

1. wydania rozporządzeń do *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami, ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami oraz ustawy z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska*;
2. wprowadzenia do polskiego prawa odpowiednich regulacji pozwalających na szybkie wdrożenie systemu wsparcia przedsiębiorców na wypadek wzrostu cen EUA;
3. podjęcia prac legislacyjnych mających na celu dostosowanie treści przepisu art. 5a *ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami* do zmienionego stanu prawnego w zakresie regulacji dotyczących systemu handlu uprawnieniami do emisji poprzez określenie, iż minister właściwy do spraw środowiska, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, przedkłada Radzie Ministrów informację o realizacji zadań wynikających z *ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami* oraz z *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* wraz z wykazem środków wydatkowanych na realizację tych zadań;
4. podjęcia prac zmierzających do wydania na podstawie art. 9 ust.3 *ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami* przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego zakres informacji, w odniesieniu do poszczególnych sektorów gospodarki, jaki powinien być zawarty w prognozach zmian aktywności, przedziałów czasowych, dla których sporządza się te prognozy oraz terminów przekazywania ich ministrowi właściwemu do spraw środowiska;
5. wypracowania z ministrem właściwym do spraw gospodarki systemu monitorowania poszczególnych sektorów i podsektorów gospodarki pod kątem zaistnienia przesłanek uprawniających do wystąpienia do Komisji Europejskiej o uzupełnienie wykazu sektorów i podsektorów narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji;
6. wypracowania z ministrem właściwym do spraw gospodarki systemu analizy poziomu konkurencyjności działalności sektorów i podsektorów przemysłu energochłonnego w Polsce w stosunku do analogicznych sektorów i podsektorów w tych krajach UE, w których wprowadzono system rekompensat;
7. wypracowania strategii wykorzystania środków uzyskiwanych ze sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji, określającej główne cele oraz szczegółowe zasady podziału tych środków;

8. rozważenia podjęcia działań mających na celu ustanowienie zespołu międzyresortowego lub organu pomocniczego Rady Ministrów właściwego w sprawach wdrażania Pakietu energetyczno-klimatycznego i jego wymogów – poprzez wystąpienie z wnioskiem, o którym mowa w art. 7 ust. 4 pkt 4 lub w art. 12 ust. 1 *ustawy o Radzie Ministrów* i/lub poprzez przygotowanie projektu zmiany *rozporządzenia ws. Pełnomocnika Rządu*, w którym Pełnomocnik Rządu zostałyby upoważniony do inicjowania i prowadzenia prac związanych z wdrażaniem międzynarodowych i unijnych zobowiązań RP w obszarze polityki klimatycznej także w zakresie prac legislacyjnych;
9. organizacji w Ministerstwie Środowiska prac związanych z wdrażaniem oraz nadzorem nad wypełnianiem obowiązków określonych w ramach systemu EU ETS w sposób zapewniający terminowe i rzetelne wykonywanie ustawowych zadań Ministra Środowiska w tym zakresie.

Do Ministra Energii:

1. korzystania z usług zewnętrznych przy tworzeniu strategicznych dokumentów na transparentnych zasadach, określających prawa i obowiązki obu współpracujących stron oraz zapewniających ochronę praw przedsiębiorców;
2. przeprowadzenia analiz w zakresie możliwości wparcia dla wysokosprawnej kogeneracji i podjęcie działań w celu opracowania kompleksowego *Programu rozwoju wysokosprawnej kogeneracji do 2030 roku*;
3. podjęcia, we współpracy ministrem właściwym do spraw środowiska oraz ministrem właściwym do spraw rozwoju, działań dotyczących monitorowania wpływu realizacji wymogów PEK na konkurencyjność sektora elektroenergetycznego;
4. uwzględnienia w opracowywanej polityce energetycznej Polski zadań obejmujących monitorowanie realizacji KPI oraz analizę wpływu wymogów PEK na konkurencyjność sektora elektroenergetycznego.

Do Ministra Rozwoju:

1. sfinalizowania prac nad Narodowym Programem Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej,
2. stworzenia mechanizmu stałego monitorowania poszczególnych sektorów i podsektorów gospodarki - pod kątem ewentualnego zaistnienia przesłanek,

wymagających zgłoszenia do KE wniosku o uzupełnienie wykazu sektorów (podsektorów) narażonych na ucieczkę emisji oraz wsparcia dla tych sektorów, zgodnie z art. 10a ust. 13 *dyrektywy EU ETS*.

3. Ważniejsze wyniki kontroli

3.1. Charakterystyka stanu prawnego oraz uwarunkowań ekonomicznych i organizacyjnych

3.1.1. Charakterystyka stanu prawnego

Redukcja emisji gazów cieplarnianych została zainicjowana postanowieniami umów i konwencji międzynarodowych, przede wszystkim *Konwencji Klimatycznej* ratyfikowanej przez Polskę w dniu 2 grudnia 2002 r. oraz *Protokołu z Kioto*, ratyfikowanego przez Polskę w dniu 2 grudnia 2002 r. (oba dokumenty weszły w życie dnia 16 lutego 2005 r.).

W 2003 r., postanowieniami *dyrektywy 2003/87/WE*, wprowadzono na obszarze Unii Europejskiej system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), obejmujący m.in. wymóg uzyskiwania pozwoleń na emisje gazów cieplarnianych, opracowania KPRU, prowadzenia monitoringu emisji i sprawozdawczości oraz ustanowienia kar za naruszenia krajowych przepisów w tym zakresie. Wymagania *dyrektywy* zostały wprowadzone do polskiego prawa *ustawą z 2004 r. o handlu uprawnieniami*. Regulacje o charakterze systemowym, zapewniające wywiązywanie się Rzeczypospolitej Polskiej z zobowiązań międzynarodowych w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych zawarto w *ustawie z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami*. W dniach 11-12 grudnia 2008 r., na szczycie przywódców krajów członkowskich UE, przyjęto zbiór dokumentów, zwanych Pakietem energetyczno-klimatycznym³⁰.

Dwa kluczowe elementy przyjętego Pakietu, odnoszące się do emisji gazów cieplarnianych to: *dyrektywa EU ETS* (znowelizowana *dyrektywą 2009/29/WE*) oraz *decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych*³¹ (tzw. *decyzja non-ETS*). W związku z nowelizacją *dyrektywy 2003/87/WE* przez *dyrektywę 2009/29/WE* została przyjęta nowa ustawa – *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, a następnie *ustawa z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

System EU ETS

³⁰ Publikacja poszczególnych dokumentów w Dzienniku Urzędowym UE nastąpiła w dniu 5 czerwca 2009 r.

³¹ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 136, ze zm.

EU ETS jest podstawowym narzędziem redukcji emisji gazów cieplarnianych. System działa od 2005 r. Dla jego uczestników ustalono dopuszczalny limit emisji, który z czasem ulega zmniejszeniu w sposób pozwalający osiągnąć unijny cel redukcyjny, zgodnie z którym w 2020 r. emisja z instalacji objętych EU ETS powinna być o 21% niższa niż w 2005 r. W ramach ustalonego limitu, uczestnicy systemu otrzymują bezpłatnie lub kupują uprawnienia do emisji. Jedno uprawnienie do emisji daje posiadaczowi prawo do emisji jednej tony CO₂ lub równoważnej ilości innego gazu cieplarnianego³². W każdym roku uczestnik systemu, pod groźbą kary finansowej, musi rozliczyć rzeczywistą emisję poprzez umorzenie odpowiedniej liczby uprawnień do emisji. Jeśli instalacja zredukuje emisję, może zachować część posiadanych uprawnień na pokrycie swoich przyszłych potrzeb albo np. sprzedać je innej instalacji, która posiada za mało uprawnień.

W pierwszym i drugim okresie rozliczeniowym (odpowiednio lata 2005-2007 oraz 2008-2012) państwa członkowskie opracowywały KPRU, w ramach których rozdzielały, zaakceptowany przez Komisję Europejską, limit krajowy i określały przyznaną bezpłatnie liczbę uprawnień do emisji dla instalacji uczestniczących w EU ETS w ich kraju.

Trzeci okres rozliczeniowy przypadający na lata 2013-2020 znacznie różni się od dwóch poprzednich. Wprowadzono jeden ogólnoeuropejski limit emisji, zamiast limitów krajowych stosowanych w poprzednich okresach. Limit ten corocznie ulega zmniejszeniu o 1,74% liczby uprawnień wydanych średniorocznie przez państwa członkowskie w latach 2008–2012. Główną zasadą jest sprzedaż uprawnień do emisji na aukcji przez państwa członkowskie oraz stopniowe odchodzenie od bezpłatnego przydziału uprawnień dla instalacji (w latach 2005-2012 prawie wszystkie uprawnienia przyznawane były bezpłatnie w krajowych planach rozdziału uprawnień).

Dyrektywa EU ETS zasadniczo dzieli sektory objęte systemem EU ETS na trzy grupy: producentów energii elektrycznej, podmioty narażone na ucieczkę emisji oraz pozostałe gałęzie przemysłu, w tym wytwarzanie ciepła. Wprowadzono możliwość zastosowania derogacji dla sektora elektroenergetycznego w nowych państwach członkowskich UE, czyli odstępstwa od obowiązku zakupu wszystkich uprawnień na aukcji. Sektor elektroenergetyczny może otrzymywać część uprawnień bezpłatnie, przy spełnieniu określonych w *dyrektywie* warunków.

Przewidziane jest dalsze funkcjonowanie systemu EU ETS po 2020 r. Przywódcy państw członkowskich UE uzgodnili podczas szczytu w Brukseli w dniu 23 października 2014 r. cele

³² Gazami cieplarnianymi objętymi systemem EU ETS są przede wszystkim dwutlenek węgla, a od 2013 r. również podtlenek azotu i perfluorowęglowodory, których emisja wyrażona jest w ekwiwalencie dwutlenku węgla.

polityki klimatycznej UE do 2030 r. Podstawowym celem tej polityki pozostaje redukcja emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% w 2030 r. w stosunku do 1990 r. Ponadto uzgodniono cel dotyczący poprawy efektywności energetycznej (zmniejszenie o 27% zapotrzebowania w relacji do prognoz) oraz osiągnięcie co najmniej 27% udziału źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii.

KPRU

Przydział bezpłatnych uprawnień dla poszczególnych instalacji, wyszczególnionych w KPRU na okres rozliczeniowy 2008-2012, zawarto w *rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU*³³ oraz w *rozporządzeniu z dnia 25 października 2012 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego handlu uprawnieniami do emisji*³⁴.

Rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU obejmowało 838 instalacji z 16 sektorów, dla których przewidziano do rozdziału 200 965 240 uprawnień rocznie. Pula uprawnień przeznaczonych na krajową rezerwę wynosiła 7 400 054 rocznie. Przewidziano także 150 101 uprawnień rocznie na realizację projektów wspólnych wdrożeń. Ogólny przydział wyniósł 208 515 395 uprawnień średniorocznie.

„Ucieczka emisji” (carbon leakage)

System EU ETS może doprowadzić do znaczącego wzrostu kosztów produkcji, a dysproporcje cenowe między producentami z UE i spoza niej (nieobjętymi podobnymi ograniczeniami) mogą doprowadzić do utraty konkurencyjności niektórych sektorów przemysłowych w UE. Taka sytuacja może być przyczyną zastąpienia produkcji w UE importem z krajów trzecich, bądź przenoszenia produkcji poza obszar UE. Z punktu widzenia kosztów ponoszonych przez instalacje z sektorów przemysłowych, rozróżnia się dwa rodzaje ucieczki emisji:

bezpośrednia – związana ze zwiększeniem kosztów produkcji na skutek wysokich kosztów zakupu uprawnień na pokrycie emisji z procesu produkcyjnego,

pośrednia – związana ze zwiększonymi kosztami produkcji na skutek wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej wykorzystywanej do procesu produkcyjnego.

Efekty ucieczki emisji w sektorach przemysłowych, wpływające na intensywność wymiany handlowej, mogą być identyfikowane jako: ucieczka produkcji (ucieczka operacyjna), tj.

³³ Uchylone z dniem 9 września 2015 r.

³⁴ Dz. U. poz. 1264.

zastąpienie całości lub części krajowej produkcji importem z krajów spoza UE (w perspektywie krótkoterminowej) lub ucieczka inwestycji, tj. zaprzestanie planowanych inwestycji w obrębie sektora objętego EU ETS (w perspektywie długoterminowej).

Dyrektywa EU ETS wprowadziła mechanizm, określający skalę ucieczki bezpośredniej oraz formę pomocy przysługującej zagrożonym tym zjawiskiem sektorom. Corocznie, w okresie 2013-2020 instalacjom z sektorów narażonych na ucieczkę emisji przysługuje 100% bezpłatnych uprawnień do emisji (art. 10a ust. 12 *dyrektywy EU ETS*). Przydział miał się odbywać na podstawie ustalonych z góry (*ex-ante*) wspólnotowych wskaźników, tzw. benchmarków³⁵. Sektor lub podsektor uważany jest za narażony na znaczące ryzyko ucieczki emisji, jeżeli suma dodatkowych kosztów bezpośrednich i pośrednich, spowodowanych wprowadzeniem w życie *dyrektywy*, prowadziłyby do znacznego wzrostu kosztów produkcji (art. 10a ust. 15 *dyrektywy EU ETS*). Na wniosek KE lub państwa członkowskiego, corocznie istnieje możliwość uzupełnienia listy sektorów w oparciu o kryteria ilościowe. KE, zgodnie z art. 10a ust. 13 *dyrektywy EU ETS*, była zobowiązana do określenia wykazu sektorów lub podsektorów narażonych na bezpośrednią ucieczkę emisji CO₂. Wykaz jest aktualizowany co 5 lat, w konsultacji z państwami członkowskimi i sektorami. Pierwsza lista sektorów *carbon leakage* została przyjęta przez KE w 2009 r.³⁶ i miała zastosowanie do przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w roku 2013 i 2014. Lista była zmieniana w 2011 r., 2012 r. oraz 2013 r. W październiku 2014 r., *decyzją KE Nr 2014/746/UE*³⁷ z dnia 27 października 2014 r., ustalono wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015-2019.

Dyrektywa EU ETS (art. 10a ust. 6³⁸) uprawnia państwa członkowskie do udzielenia rekompensat sektorom narażonym na wysokie koszty zakupu energii elektrycznej w przypadku, gdy prawdopodobne jest przenoszenie wysokoemisyjnej produkcji z tych sektorów do krajów trzecich. *Dyrektywa* nie wskazuje, w jakiej formie te rekompensaty miałyby być przyznawane, a jedynie uprawnia państwo członkowskie do przeznaczenia środków finansowych w celu

³⁵ Benchmarki, czyli wskaźniki – ustalone przez KE dla danego sektora na podstawie wielkości emisji odniesionej do wielkości produkcji dla 10% najlepszych zakładów, znajdujących się na terenie UE.

³⁶ *Decyzja KE Nr 2010/2/UE z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji* (Dz. Urz. UE L 1 z 05.01.2010 str. 10, ze zm.) – uchylona z dniem 1 stycznia 2015 r.

³⁷ *Decyzja Komisji Nr 2014/746/UE z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015-2019* (Dz. Urz. UE L 308 z 29.10.2014, str. 114) – weszła w życie z dniem 1 stycznia 2015 r.

³⁸ Przepis, którego termin transpozycji upłynął w dniu 31 grudnia 2012 r.

kompensacji kosztów emisji gazów cieplarnianych, zawartych w cenie energii. Zatwierdzenie rekompensat dla sektorów, według art. 10a ust. 6 *dyrektywy EU ETS*, podlega przepisom regulującym kwestie stosowania dozwolonej pomocy publicznej.

Krajowe Środki Wykonawcze

Podstawą przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2013-2020 są: art. 10a *dyrektywy EU ETS*, *Decyzja Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*³⁹ oraz wytyczne KE dotyczące zharmonizowanej metodyki przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w ETS po 2012 r.

We wrześniu 2013 r. opublikowano *Decyzję Komisji Europejskiej 2013/448/UE z dnia 5 września 2013 r. dotyczącą krajowych środków wykonawczych w odniesieniu do przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z art. 11 ust. 3 dyrektywy EU ETS*⁴⁰, określającą jednolity międzysektorowy współczynnik korygujący. Na jej podstawie KOBiZE opracował wykaz instalacji objętych KŚW wraz z przyznaną im ostateczną całkowitą liczbą uprawnień do emisji na okres rozliczeniowy 2013-2020.

Do przygotowania projektu wykazu instalacji objętych systemem wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji, zgodnie z przepisami wykonawczymi wydanymi przez KE na podstawie art. 10a ust. 1 *dyrektywy ETS*, został zobowiązany KOBiZE na podstawie art. 21 ust. 2 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

Rada Ministrów przyjęła wykaz instalacji dla przemysłu wytwórczego i ciepłowniczego w *rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁴¹. Rozporządzenie to przyznaje każdej z instalacji uprawnienia do emisji na każdy rok okresu rozliczeniowego. Na tej podstawie możliwe jest rozliczenie wielkości emisji poprzez umorzenie uprawnień do emisji w liczbie odpowiadającej

³⁹ *Decyzja Komisji Nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2011)2772 (Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str.1, ze zm.)*

⁴⁰ Dz. Urz. UE L 240 z 07.09.2013, str. 27, ze zm.

⁴¹ Dz. U. poz. 439, ze zm. Dalej także: *rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną*.

wielkości emisji ustalonej na podstawie raportu o wielkości emisji, zgodnie z art. 65 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

Krajowy Plan Inwestycyjny (derogacje)

Inny istotny wyjątek od zasady nabywania uprawnień do emisji na aukcji określa art. 10c *dyrektywy EU ETS*. Na jego podstawie niektóre państwa członkowskie mogą przydzielić przejściowo bezpłatne uprawnienia instalacjom wytwarzającym energię elektryczną, które funkcjonowały przed dniem 31 grudnia 2008 r. lub w przypadku których proces inwestycyjny faktycznie wszczęto do tego dnia. Wyjątek ten dotyczy tzw. nowych państw członkowskich (w tym Polski), co wynika z warunków określonych w art. 10c ust. 1 lit. a-c *dyrektywy EU ETS*. Dane państwo członkowskie przedkłada KE krajowy plan, przewidujący inwestycje w zakresie modernizacji i poprawy infrastruktury oraz czystych technologii (KPI). Jak stanowi art. 10c ust. 5 *dyrektywy EU ETS*, dane państwo członkowskie, zamierzające przydzielić bezpłatnie uprawnienia, miało obowiązek złożyć do KE do 30 września 2011 r. stosowny wniosek. Komisja ocenia wniosek i może go odrzucić w całości lub w części w okresie sześciu miesięcy, po otrzymaniu odpowiednich informacji.

Do przygotowania projektu wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, w celu wdrożenia art. 10c *dyrektywy EU ETS*, został zobowiązany na podstawie art. 21 ust. 3 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* Minister Środowiska w porozumieniu z Ministrem Gospodarki. Wykaz instalacji wytwarzających energię elektryczną wraz z przyznaną im liczbą bezpłatnych uprawnień do emisji, został określony *rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁴².

Monitorowanie wielkości emisji

Zasady monitorowania emisji gazów zostały określone w *rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji*⁴³, a następnie w *rozporządzeniu*

⁴² Dz. U. poz. 472, ze zm. Dalej także *rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną*

⁴³ Dz. U. Nr 16, poz. 124 – uchylone z dniem 31 października 2008 r.

*Ministra Środowiska z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji*⁴⁴. W obu rozporządzeniach określono:

- sposób monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- częstotliwość przekazywania danych dotyczących monitorowanych wielkości emisji,
- zakres informacji zawartych w rocznym raporcie,
- formę i układ rocznego raportu,
- sposób weryfikacji rocznego raportów.

Rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji obowiązywało od 31 października 2008 r., przy czym jego przepisy stosowało się od 1 stycznia 2008 r. w zakresie dotyczącym sposobu monitorowania wielkości emisji, częstotliwości przekazywania danych dotyczących monitorowanych wielkości emisji, zakresu informacji zawartych w rocznym raporcie oraz formy i układu rocznego raportu. Aktualnie z uwagi na brak wydania nowych rozporządzeń wykonawczych, brak jest szczegółowych uregulowań w powyższym zakresie.

3.1.2. Uwarunkowania ekonomiczne i organizacyjne

Pule uprawnień w systemie EU ETS dla Polski, określające górny pułap emisji umożliwiający osiągnięcie celów redukcyjnych UE, powiększone o limity emisji w obszarze non-ETS, obejmują całkowite dopuszczalne „limity” emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013-2020 (wynikające z PEK). Łącznie, w latach 2013-2020 pula uprawnień wyniesie 3 155,4 Mt CO₂, w tym 1 531,7 Mt CO₂ w EU ETS.

Pułap dostępnych uprawnień do emisji w całej UE, określony zgodnie z art. 9 i art. 9a *dyrektywy EU ETS*, w 2013 r. wyniósł 2 039 152 882, z czego 5% stanowi rezerwę unijną dla nowych instalacji.

Liczba uprawnień do emisji możliwa do sprzedaży na aukcji, została ograniczona przez tzw. backloading. Komisja Europejska wydała *rozporządzenie (UE) Nr 176/2014 dnia 25 lutego 2014 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 1031/2010 w szczególności w celu określenia wolumenów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które mają zostać sprzedane na aukcji*

⁴⁴ Uchylone z dniem 9 września 2015 r.

w latach 2013-2020⁴⁵, na mocy którego została wycofana ze sprzedaży aukcyjnej pula 900 mln uprawnień do emisji, które zostaną ponownie włączone do systemu w latach 2019–2020. Rozporządzenie weszło w życie 27 lutego 2014 r., w związku z tym zaplanowane na 2014 r. aukcje realizowane przez Polskę zakończyły się w marcu 2014 r.

Integralność unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji i jego wdrażanie skontrolował Europejski Trybunał Obrachunkowy. Wyniki kontroli zamieszczono w *Sprawozdaniu specjalnym nr 6/2015*, opublikowanym 2 lipca 2015 r. Streszczenie *Sprawozdania* zawiera załącznik Nr 3.

3.2. Istotne ustalenia kontroli

3.2.1. Wdrażanie PEK w Polsce

3.2.1.1. Organizacja systemu EU ETS

Organizacja prac nad wdrażaniem wymogów PEK, w tym systemu EU ETS, była nierzetelna. Brak przejrzystego podziału zadań i sprawnej koordynacji powodował opóźnienia w przygotowaniu i stosowaniu poszczególnych procedur wynikających z EU ETS, np. w celu uzgodnienia wspólnego stanowiska co do projektów ustaw i innych istotnych kwestii (w tym przy opracowaniu dokumentów składających się na wniosek derogacyjny Polski).

Sprawowanie nadzoru nad systemem EU ETS przypisane zostało na podstawie kolejnych regulacji ustawowych Ministrowi Środowiska⁴⁶. Przyznano mu również uprawnienie do wyznaczenia KASHUE, który tę funkcję powierzył Instytutowi Ochrony Środowiska w Warszawie (IOŚ)⁴⁷. IOŚ kontynuował funkcję administratora systemu pod rządami kolejnych regulacji ustawowych – jako KOBiZE. Jednocześnie jednak w początkowym etapie prac nad wdrażaniem *dyrektywy 2009/29/WE* podział zadań wynikał przede wszystkim z podziału kompetencji w ramach działów administracji rządowej.

⁴⁵ Dz. Urz. UE L 56 z 26.02.2014, str. 11.

⁴⁶ Minister Środowiska sprawował nadzór w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 20 czerwca 2011 r. na podstawie art. 5 ust. 3 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*, zaś w okresie od dnia 21 czerwca 2011 r. do dnia 8 września 2015 r. na podstawie art. 6 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. W obowiązującej od dnia 9 września 2015 r. *ustawie z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* brak jest przepisu przewidującego wprost zadanie sprawowania takiego nadzoru, jednak w art. 4 i 6 oraz dalszych przepisach Ministrowi Środowiska zostały powierzone zadania stanowiące o odpowiedzialności Ministra Środowiska za funkcjonowanie systemu EU ETS.

⁴⁷ 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.); obowiązywało od dnia 13.10.2005 r. do dnia 21.06.2011 r.

Przykładowo, za derogację dla energetyki (na podstawie art. 10c dodanego *dyrektywą 2009/29/WE do dyrektywy 2003/87/WE*) odpowiedzialny był Minister Gospodarki, a po wejściu w życie *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* wszystkie zadania w tym zakresie przejął Minister Środowiska.

Z kolei w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012* na Ministra Gospodarki nałożono obowiązki związane z „realizacją zobowiązań wynikających z nowej dyrektywy ETS dla elektroenergetyki i ciepłownictwa” (działanie 6.3). Działanie to miało być realizowane m.in. poprzez określenie listy instalacji wytwarzających energię elektryczną (istniejących oraz fizycznie rozpoczętych do końca 2008 r.) kwalifikujących się do skorzystania z derogacji dla elektroenergetyki, a także konsultacje wykazu z KE (działanie 6.3.1.) oraz przez przygotowanie listy instalacji ciepłowniczych i wysokosprawnej kogeneracji, które mogłyby otrzymywać bezpłatne uprawnienia (działanie 6.3.6.). W związku z derogacją dla elektroenergetyki na Ministra Gospodarki nałożono również obowiązek opracowania ścieżki obniżania emisji CO₂ (działanie 6.3.2.) oraz standardów pozwalających na realizację powyższej ścieżki (działanie 6.3.3.), opracowanie KPI umożliwiającego redukcję emisji CO₂, uwzględniającego modernizację i doposażenie infrastruktury energetycznej, rozwój technologii czystego węgla, dywersyfikację struktury paliwowej oraz źródeł dostaw paliw (działanie 6.3.4.), opracowanie wniosku derogacyjnego do KE (działanie 6.3.5.) oraz rozważenie możliwości i podjęcie działań – we współpracy z ministrem do spraw środowiska i Urzędem Komitetu Integracji Europejskiej – na rzecz zmiany nowej *dyrektywy EU ETS* w kierunku pełnego uwzględnienia specyfiki gospodarki opartej na węglu (działanie 6.3.7.).

Obowiązująca od dnia 21 czerwca 2011 r. *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, uchwalona w oparciu o projekt opracowany w MŚ, wprowadziła postanowienia odmienne niż w *PEP2030* i uszczegółowione w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012*. Spowodowało to brak korelacji między tymi dokumentami. Minister Gospodarki, który pełnił funkcję przewodniczącego *Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*⁴⁸ nie skorzystał z uprawnienia do dostosowania przyjętego przez RM *Programu działań wykonawczych* do postanowień tej ustawy. Nie skorzystał też z możliwości ustalenia na forum Zespołu trybu opracowania wniosku derogacyjnego tak, aby ustalić podział zadań oraz wyłączyć dublowanie się obowiązków MŚ i MG. Minister, pomimo zapisów ustawy, nadal podejmował działania mające na celu opracowanie wniosku

⁴⁸ Zarządzenie nr 40 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie *Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”* – uchylone z dniem 30 marca 2016 r. na

derogacyjnego i poprzestał na nieformalnym uzgodnieniu z MŚ trybu jego opracowania. Minister Środowiska, ustawowo odpowiedzialny za opracowanie listy uprawnionych do przydziału bezpłatnych uprawnień, tylko formalnie odpowiadał za jej przygotowanie oraz prezentowanie wraz z wnioskiem przed KE.

Art. 9 ust.1 *ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej*⁴⁹ wskazywał na obowiązki Ministra Gospodarki w zakresie zadań związanych z energetyką. Dział Gospodarka obejmowało bowiem m.in. sprawy gospodarki, w tym konkurencyjności gospodarki, współpracy gospodarczej z zagranicą, energetyki i działalności gospodarczej. Natomiast Dział Środowisko obejmował m.in. sprawy ochrony i kształtowania środowiska.

Minister Środowiska nie zapewnił skutecznej koordynacji prac administracji rządowej w zakresie wdrażania wymogów PEK oraz warunków sprawnej organizacji zadań związanych z wypełnieniem obowiązków wynikających z PEK. Brak dążenia do ustanowienia mechanizmów współpracy i koordynacji działań administracji rządowej doprowadziło do znacznych opóźnień we wdrażaniu regulacji PEK oraz istotnych rozbieżności pomiędzy resortami co do zastosowania odpowiednich mechanizmów wsparcia dla sektorów gospodarki narażonych na negatywne skutki regulacji PEK.

Minister Środowiska nie podjął inicjatywy ustanowienia zespołu międzyresortowego lub organu pomocniczego Rady Ministrów, który byłby właściwy w sprawach wdrażania wymogów PEK. W okresie objętym kontrolą nie wystąpił również z wnioskiem, o którym mowa w art. 7 ust. 4 pkt 4 lub w art. 12 ust. 1 *ustawy o Radzie Ministrów*, po przedłożeniu którego zespół taki lub organ mógłby zostać powołany przez Prezesa Rady Ministrów. Nie podjął też skutecznie innych działań organizujących sprawną współpracę organów administracji rządowej w procesie wdrażania wymogów PEK.

Minister Środowiska podjął wprawdzie w czerwcu 2009 r. inicjatywę współpracy z poszczególnymi resortami w ramach tzw. Zespołu ds. wdrażania PEK, która motywowana była – jak stwierdzono w odpowiedzi z dnia 2.07.2010 r. na zapytanie poselskie nr 7130 oraz w wyjaśnieniach dla NIK – koniecznością „podziału zadań pomiędzy poszczególne resorty”, „sprawnego wdrażania postanowień Pakietu w Polsce”, „skutecznego reprezentowania interesów Polski w pracach na forum KE”, „koordynacji działań poszczególnych resortów oraz zapewnienia spójności w realizacji zadań wynikających z implementacji Pakietu”. Inicjatywa ta okazała się jednak nieskuteczna ze względu na brak konsekwencji w działaniach Ministra Środowiska oraz nieskorzystanie ze wskazanych wyżej rozwiązań prawnych, które sformalizowałyby taką współpracę i nadały Ministrowi Środowiska odpowiednie kompetencje. Na potrzebę nadania Ministrowi Środowiska niezbędnych uprawnień wskazywały wyjaśnienia uzyskane przez NIK w trakcie kontroli, według których „Minister Środowiska wobec braku formalnego

podstawie zarządzenia Nr 36 Prezesa Rady Ministrów z dnia 22 marca 2016 r. w sprawie zniesienia niektórych zespołów międzyresortowych (M.P. poz. 287).

⁴⁹ Przepis w brzmieniu obowiązującym do dnia 27 listopada 2015 r. – Dz. U. z 2013 r., poz. 743 ze zm.

umocowania do koordynowania prac nie miał możliwości egzekwowania zadań przez inne resorty”.

Nieuzgodnienie stanowisk oraz niepodjęcie decyzji istotnie opóźniało wdrożenie wymogów PEK. Dotyczyło to np. rozbieżności w kwestiach wydatkowania przychodów z aukcji uprawnień do emisji czy też wprowadzenia rekompensat dla przemysłu energochłonnego.

3.2.1.2. Transpozycja regulacji UE do polskiego prawa

Za wprowadzenie w życie przepisów ustawowych, wykonawczych i administracyjnych niezbędnych do wykonania *dyrektywy 2009/29/WE*, *dyrektywy CCS* oraz *decyzji non-ETS* odpowiedzialny był Minister Środowiska, a odnośnie do *dyrektywy OZE* – Minister Gospodarki.

Transpozycja przepisów UE dotyczących PEK, w tym prawne podstawy systemu EU ETS, zostały wprowadzone z kilkuletnim opóźnieniem. Opóźnienie to skutkowało tym, że działalność gospodarcza powodująca emisje gazów cieplarnianych była prowadzona w warunkach niepewności, a system EU ETS pozbawiony był niektórych narzędzi egzekwowania obowiązków od emitentów gazów.

Opóźnienia były spowodowane m.in. niezadowalającą jakością przygotowywanych projektów, wadliwą organizacją procesu uzgodnień (brak koordynacji działań poszczególnych resortów, brak skutecznych mechanizmów rozstrzygania rozbieżności), wprowadzaniem przez Ministra Środowiska do projektów ustaw nowych regulacji, które na etapie uzgodnień międzyresortowych nie były przedstawiane.

W konsekwencji stwierdzonych nieprawidłowości:

- opóźnienie transpozycji *dyrektywy 2009/29/WE* na poziomie ustawowym wyniosło ponad 2 lata i 8 miesięcy; ponadto⁵⁰ Minister Środowiska nie wydał rozporządzeń do *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* oraz ustaw powiązanych, co skutkowało brakiem pełnej transpozycji regulacji zawartych w *dyrektywie*; w efekcie system EU ETS, obowiązujący w obecnym kształcie od początku 2013 r., przez blisko 3,5 roku nie został w pełni uregulowany w polskim ustawodawstwie,
- transpozycja całości *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie*⁵¹ oraz

⁵⁰ Według stanu na koniec maja 2016 r.

⁵¹ Dz. Urz. UE L 8 z 13.01.2009, str. 3; dalej: *dyrektywa 2008/101/WE*.

dyrektywy 2009/29/WE w zakresie jej art. 1 ust. 10 i 13 nastąpiła z opóźnieniem 1,5 roku w stosunku do wyznaczonego terminu.

Transpozycja *dyrektywy 2008/101/WE* oraz *dyrektywy 2009/29/WE* zmieniającej *dyrektywę 2003/87/WE* – ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami

Terminy transpozycji *dyrektyw: 2008/101/WE* i *2009/29/WE* (w zakresie jej art. 1 ust. 10 i 13) upływały odpowiednio 2.02.2010 r. oraz 31.12.2009 r., a wprowadzenie do krajowego porządku prawnego przepisów mających transponować te regulacje nastąpiło na mocy *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, która weszła w życie z dniem 21.06.2011 r. Stanowiło to naruszenie obowiązków traktatowych Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie terminowej i pełnej transpozycji *dyrektyw*, jak również powodowało konieczność prowadzenia działalności gospodarczej w warunkach niepewności i niestabilności regulacji dotyczących emisji gazów cieplarnianych.

Projekt *ustawy o wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych* w brzmieniu mającym dokonać transpozycji zmian *dyrektywy EU ETS* (w zakresie zmian dokonanych na mocy całości przepisów *dyrektywy 2008/101/WE* oraz art. 1 ust. 10 i 13 *dyrektywy 2009/29/WE*) został skierowany przez Ministra Środowiska do konsultacji społecznych i uzgodnień międzyresortowych dopiero w dniu 9.02.2010 r., czyli już po upływie wymaganego terminu transpozycji wymienionych wyżej przepisów UE.

Najbardziej istotnymi nieprawidłowościami w pracach nad *projektem ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* były:

- Przewlekłość prac legislacyjnych w Ministerstwie Środowiska.

Prace wewnątrzresortowe zmierzające do uzupełnienia *projektu ustawy* o przepisy transponujące *dyrektywę 2008/101/WE* i art. 1 ust. 10 i 13 *dyrektywy 2009/29/WE*, w tym uzgadnianie stanowisk między poszczególnymi jednostkami organizacyjnymi MŚ, trwały blisko sześć miesięcy (od sierpnia 2009 r. do końca stycznia 2010 r.). Dokumentacja z tych prac wskazuje na niską jakość pierwotnego projektu, przygotowanego w Departamencie Zmian Klimatu i Ochrony Atmosfery⁵². W konsekwencji już na etapie prac w MŚ wystąpiło opóźnienie uniemożliwiające terminową transpozycję przedmiotowych przepisów określających zasady funkcjonowania systemu EU ETS.

- Przekazywanie do uzgodnień niekompletnej dokumentacji.

Przykładowo, do projektów ustawy przekazanych do uzgodnień przez Ministra Środowiska w dniu 2.07.2008 r. oraz w dniu 9.02.2010 r. nie dołączono tabel zbieżności

⁵² Dalej także: DZKiOP.

opracowanych na podstawie dyrektyw, których przepisy były transponowane w przedłożonym projekcie, co stanowiło naruszenie § 10 ust. 4 pkt 1 *uchwały Nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. Regulamin pracy Rady Ministrów*⁵³. Nie dołączono też projektów aktów wykonawczych, których obowiązek wydania przewidywał projekt ustawy, czego wymagał § 10 ust. 7a *Regulaminu pracy Rady Ministrów z 2002 r.* Skutkowało to wstrzymaniem dalszego procesu legislacyjnego do czasu uzupełnienia przez Ministra Środowiska brakujących dokumentów. Brak projektów aktów wykonawczych na tym etapie wyjaśniono utrwaloną praktyką przedkładania projektów aktów wykonawczych członkom RM wraz z projektem ustawy dopiero na etapie kierowania projektu ustawy na posiedzenie RM. Z normy § 10 ust. 7a *Regulaminu pracy Rady Ministrów z 2002 r.* w żaden sposób nie wynika jednak, by dotyczył on projektów aktów prawnych dopiero na etapie kierowania ich na posiedzenie Rady Ministrów.

- Kierowanie po dniu 10.07.2008 r., przez sześć miesięcy (do dnia 14.01.2009 r.), kolejnych wersji *projektu ustawy do uzgodnień i do rozpatrzenia przez KERM*⁵⁴, wbrew stanowisku Sekretarza KIE⁵⁵ wskazującemu, że *projekt ustawy o wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych* będzie mógł zostać uznany za zgodny z prawem wspólnotowym jedynie w przypadku jednoczesnego przyjęcia do krajowego porządku prawnego ustawy regulującej kwestie emisji do powietrza innych zanieczyszczeń niż gazy cieplarniane, zapewniającej transpozycję *dyrektywy 2001/80/WE i dyrektywy 2001/81/WE*. Minister Środowiska pomijał te sugestie, mimo niezmiennego stanowiska Sekretarza KIE wyrażanego w pismach z dnia 21.07.2008 r., 13.08.2008 r. i 16.09.2008 r.

W sytuacji podtrzymywania przez Sekretarza KIE konsekwentnego stanowiska co do dalszych warunków procedowania projektu, koniecznym działaniem Ministra Środowiska winno być wypracowanie z Sekretarzem KIE wspólnego stanowiska w tym zakresie (lub chociaż podjęcie takiej próby). Kierowanie kolejnych wersji projektu ustawy, bez przedstawienia kontrargumentacji względem uprzednich uwag, nie mogło spowodować osiągnięcia zamierzonego przez Ministra Środowiska celu w postaci rozpatrzenia przez KERM przedkładanego projektu.

- Opieszałość i nieskuteczność w uzgadnianiu projektu z innymi resortami.

Robocze spotkanie eksperckie dotyczące projektu ustawy, w związku z brakiem możliwości uzgodnienia uwag i stanowisk w trybie pisemnym, Minister Środowiska zorganizował dopiero w dniu 9.06.2010 r., czyli cztery miesiące po przesłaniu projektu

⁵³ M.P. Nr 13, poz. 221, ze zm.; dalej: *Regulamin pracy Rady Ministrów z 2002 r.* Regulamin ten obowiązywał do dnia 31.12.2013 r. Z dniem 1.01.2014 r. weszła w życie *uchwała Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 10.2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów* (M. P. poz. 979, ze zm.); dalej: *Regulamin pracy Rady Ministrów z2013 r.*). Zgodnie jednak z przepisem § 170 *Regulaminu pracy Rady Ministrów z2013 r.*, do projektów dokumentów rządowych, które przed dniem jego wejścia w życie zostały skierowane do uzgodnień lub konsultacji na podstawie *Regulaminu pracy Rady Ministrów z 2002 r.* stosowało się przepisy dotychczasowe.

⁵⁴ Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów.

⁵⁵ Komitet Integracji Europejskiej.

do uzgodnień. NIK wskazuje przy tym nieskuteczność działań w zakresie uzgadniania projektu, bowiem wniesiony po uzgodnieniach przez Ministra Środowiska pod obrady SKRM projekt ustawy był tak dalece nieakceptowalny przez poszczególne resorty, że wymagało to powołania przez SKRM grupy roboczej do wypracowania odpowiedniego projektu. Taka sytuacja wymagała skorzystania przez Ministra Środowiska z wszystkich dostępnych narzędzi, w tym np. zwołania konferencji uzgodnieniowej lub wnioskowanie do Prezesa RM o podjęcie działań na podstawie art. 12 *ustawy o Radzie Ministrów*.

Kolejnym elementem przedłużającym prace był fakt skierowania przez Ministra Środowiska projektu ustawy, uwzględniającego ustalenia ze spotkania grupy roboczej w dniu 26.08.2010 r., do rozpatrzenia przez SKRM dopiero po ponad dwóch miesiącach od tego spotkania (w dniu 2.11.2010 r.).

- Wprowadzenie przez Ministra Środowiska do projektu ustawy w dniu 11.01.2011 r. nieuwzględnionego wcześniej w pracach legislacyjnych przepisu przewidującego wprowadzenie mechanizmu przekazywania nadwyżek uprawnień do krajowej rezerwy.

Mechanizm ten wprowadzono do projektu ustawy dopiero na końcowym etapie procedowania, co uniemożliwiło odniesienie się do tej regulacji przez wszystkich opiniujących. Minister Środowiska podtrzymywał swoje stanowisko mimo wskazań Ministra Spraw Zagranicznych, iż rozwiązania przyjęte w projektowanym mechanizmie budzą szereg wątpliwości, a sam przepis jest niedopracowany legislacyjnie i wprowadzenie na tym etapie prac legislacyjnych przepisu w formie wcześniej nieuzgodnionej może spowodować opóźnienie w pracach nad projektem ustawy. NIK wskazuje wyjaśnienia Zastępcy Dyrektora DOP, które potwierdzają nierzetelny sposób procedowania Ministra Środowiska. Według tych wyjaśnień zaproponowane przepisy nie uzyskały akceptacji MSZ nie ze względu na niezgodność z prawem EU, lecz ze względu na niedopracowanie proponowanego rozwiązania pod względem legislacyjnym i wprowadzenie istotnej zmiany na dość zaawansowanym etapie prac.

W ocenie NIK nieuporządkowany sposób procedowania nad tak istotnymi regulacjami świadczy o braku wypracowanej koncepcji zastosowania poszczególnych mechanizmów systemu EU ETS. Należy zauważyć, że Minister Środowiska wycofał się z proponowanego rozwiązania, aby nie przedłużać jeszcze bardziej procedowania ustawy. Nie podjął jednak później inicjatywy wprowadzenia proponowanych rozwiązań (w ramach odrębnego projektu, który po ewentualnym uzgodnieniu mógł być wniesiony jako projekt ustawy zmieniającej uchwaloną ustawę).

- Nieprzedłożenie wraz z projektem ustawy, skierowanym do Sejmu RP w dniu 22.02.2011 r., niektórych wymaganych aktów wykonawczych. Stanowiło to naruszenie przepisu zawartego w art. 34 ust. 4a *uchwały Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 lipca 1992 r. – Regulamin Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej*⁵⁶.

Przedłożone zostały projekty jedynie dwóch aktów wykonawczych (podlegających wydaniu na podstawie art. 17 ust. 3 i art. 39), podczas gdy przepisy zawierające delegację

⁵⁶ M. P. z 2012 r. poz. 32, ze zm.; dalej: *Regulamin Sejmu*.

zawarte były w art. 12 ust. 6, art. 15 ust. 5, art. 21 ust. 1 oraz art. 58 ust. 2. Art. 34 ust. 4a *Regulaminu Sejmu* wymaga, by do uzasadnienia projektu ustawy wykonującej prawo UE, wniesionego przez Radę Ministrów, dołączyć projekty aktów wykonawczych, których obowiązek wydania przewiduje projekt ustawy. Brakujące projekty aktów wykonawczych zostały przedłożone w dniu 10.03.2011 r., po wystąpieniu Marszałka Sejmu RP do Prezesa RM.

NIK wskazuje, że DZKiOA (ówczesny departament merytoryczny) przekazał do Departamentu Prawnego wszystkie niezbędne projekty aktów wykonawczych dopiero w dniu 24.02.2011 r., czyli dwa dni po skierowaniu projektu ustawy do Sejmu. Wskazuje to na nieprzygotowanie w MŚ projektów wszystkich aktów wykonawczych w terminie umożliwiającym uczynienie zadość dyspozycji art. 34 ust. 4a *Regulaminu Sejmu*.

W efekcie powyższych nieprawidłowości w organizacji i realizacji prac nad projektem przedmiotowej ustawy, niemożliwe stało się wypełnienie przez Radę Ministrów obowiązku, określonego w art. 11 ust. 2 *ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej*⁵⁷. RM powinna na tej podstawie wnieść do Sejmu projekt ustawy wykonującej prawo UE, jeżeli termin tego wykonania przekracza 6 miesięcy, nie później niż na 5 miesięcy przed upływem tego terminu. W sytuacji wskazującej na niedotrzymanie odpowiedniego terminu nie zadbano również o spełnienie wymogu art. 11 ust. 3 *ustawy o współpracy z 2004 r.*, a następnie art. 18 ust. 3 *ustawy o współpracy z 2010 r.*, by uzyskać opinię organu właściwego na podstawie *Regulaminu Sejmu* (tj. Komisji do Spraw Unii Europejskiej) w kwestii zaistnienia przesłanki wniesienia projekt ustawy wykonującej prawo UE bez zachowania wskazanych terminów. Minister Środowiska, jako organ wnioskujący dla procedowanego projektu ustawy winien był podjąć działania zmierzające do zasięgnięcia takiej opinii.

NIK nie podziela argumentacji zawartej w wyjaśnieniach Zastępcy Dyrektora DOP, że nie było możliwości zasięgnięcia opinii organu właściwego na podstawie *Regulaminu Sejmu* nie później niż na 5 miesięcy przed upływem terminów transpozycji ze względu na „prace wewnątrzresortowe nad projektem” oraz fakt iż „w okresie 5 miesięcy przed upływem terminów transpozycji ww. dyrektyw nie był jeszcze przyjęty przez Radę Ministrów projekt ustawy dokonujący implementacji ww. aktów unijnych”. Niewniesienie przez Radę Ministrów projektu ustawy nie później niż na 5 miesięcy przed upływem terminu transpozycji (a tym bardziej więc niezakończenie rządowego procesu legislacyjnego do tego czasu) skutkuje obowiązkiem zasięgnięcia opinii wymienionej komisji sejmowej⁵⁸ i obowiązek ten powinien być wykonany niezależnie od prac nad projektem odpowiedniej ustawy.

⁵⁷ Dz.U. Nr 52, poz. 515, ze zm. (dalej: *ustawa o współpracy z 2004 r.*). Z dniem 13.02.2011 r. przepis ten został zastąpiony art. 18 ust. 2 *ustawy z dnia 8 października 2010 r. o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem RP w UE* (Dz. U. Nr 213, poz. 1395; dalej: *ustawa o współpracy z 2010 r.*).

⁵⁸ Vide: art. 11 ust. 2 i 3 *ustawy o współpracy z 2004 r.* oraz art. 18 ust. 2 i 3 *ustawy o współpracy z 2010 r.*

NIK podziela konkluzje Biura Legislacyjnego Kancelarii Sejmu RP z dnia 24.02.2011 r.⁵⁹, że Sejm RP znalazł się w sytuacji, w której złożenie projektu *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* po terminie transpozycji przepisów prawa UE do polskiego systemu prawa spowodowało wywarcie na parlament presji czasowej związanej z koniecznością niezwłocznego uchwalenia projektowanej ustawy. W przypadkach tak złożonych i specjalistycznych regulacji niezbędne było zapewnienie przez projektodawcę odpowiedniego terminu na rzetelne przeprowadzenie prac na wszystkich etapach postępowania ustawodawczego.

Ponadto NIK zauważa, że regulacja art. 20 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* nie była w pełni zgodna z art. 9a ust. 2 *dyrektywy EU ETS* w brzmieniu nadanym jej *dyrektywą 2009/29/WE* i jej brzmienie zostało wymuszone opóźnieniem transpozycyjnym, wskutek czego do momentu wejścia w życie *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* (tj. dnia 21.06.2011 r.) brak było podstaw prawnych do skutecznego żądania od prowadzących instalacje objęte systemem w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1.01.2013 r. przedkładania danych, o których była mowa w art. 9a ust. 2 *dyrektywy*.

Zgodnie z brzmieniem przepisu ust. 2 art. 9a *dyrektywy EU ETS* państwa członkowskie miały zapewnić, aby prowadzący takie instalacje przedkładali właściwemu organowi należycie uzasadnione i zweryfikowane przez niezależnego weryfikatora dane dotyczące emisji. Wszelkie takie dane miały być przekazywane właściwemu organowi do dnia 30 kwietnia 2010 r., zgodnie z przepisami przyjętymi na mocy art. 14 ust. 1 *dyrektywy EU ETS*.

Sposób transpozycji nie zapewniał także nałożenia na właściwe organy obowiązku przedłożenia danych KE w przepisanych terminach, tj. do 30 czerwca 2010 r., skoro przepis art. 20 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* wszedł w życie dopiero 21.06.2011 r.

Zgodnie z art. 2 ust.1 *dyrektywy 2009/29 WE* określającym termin transpozycji – najpóźniej do dnia 31 grudnia 2009 r. państwa członkowskie miały wprowadzić w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania przepisów art. 9a ust. 2 *dyrektywy 2003/87/WE*.

W art. 21 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* dokonana została transpozycja do krajowego porządku prawnego regulacji *dyrektywy 2009/29/WE* dotyczących możliwości bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji na trzeci okres rozliczeniowy rozpoczynający się od dnia 1.01.2013 r. instalacjom w postaci sieci ciepłowniczych i kogeneracji o wysokiej

⁵⁹ Wstępna opinia legislacyjna o rządowym projekcie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych z dnia 24.02.2011 r. (znak: BL-1600-46/11).

sprawności oraz instalacjom w sektorach narażonych na znaczące ryzyko ucieczki i instalacjom wytwarzania energii elektrycznej. Przepis ten stanowił jedynie transpozycję art. 11 *dyrektywy EU ETS* w brzmieniu nadanym jej *dyrektywą 2009/29/WE*. W praktyce jednak dla dokonania bezpłatnego przydziału uprawnień koniecznym było wdrożenie również art. 10a i 10c *dyrektywy EU ETS* w brzmieniu nadanym jej *dyrektywą 2009/29/WE*.

Transpozycja *dyrektywy 2009/29/WE* – ustawa z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami

Minister Środowiska nie dokonał w terminie wynikającym z art. 2 ust.1 *dyrektywy 2009/29/WE*, czyli do dnia 31.12.2012 r., pełnej transpozycji przepisów *dyrektywy* i powiązanych z nią aktów wykonawczych UE. Wprowadzenie odpowiednich regulacji w *ustawie z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* nastąpiło z opóźnieniem 2 lat i 8 miesięcy, a konieczne dla transpozycji przepisów UE akty wykonawcze do tej ustawy mimo ponad trzyletniego opóźnienia nie zostały wydane przez Ministra Środowiska do końca września 2016 r.

W ocenie NIK, zbyt późno przystąpiono w MŚ do prac nad projektem założeń do ustawy, a konsekwencją tego były również opóźnienia na dalszych etapach prac legislacyjnych. Prace nad projektem założeń do ustawy rozpoczęto w lutym 2012 r., a transpozycja *dyrektywy 2009/29/WE* była wymagana w terminie do 31 grudnia 2012 r. Przyjęto przy tym nierealistyczny harmonogram planowanych prac legislacyjnych⁶⁰.

Żałożono m.in., że przyjęcie założeń przez RM nastąpi w pierwszej połowie kwietnia 2012 r. (czyli w ciągu miesiąca), a po kolejnym miesiącu (druga połowa maja 2012 r.) projekt ustawy zostanie przyjęty przez RM i skierowany do prac parlamentarnych. Zakładano przeprowadzenie całego procesu legislacyjnego łącznie z pracami w Sejmie i ogłoszeniem ustawy w ciągu jedynie 5 miesięcy. Faktycznie zajęło to ponad 3 lata i 6 miesięcy. Prace nad ustawą podjęto dopiero w lutym 2015 r., co wynikało z faktu niewypracowania wcześniej przez Ministra Środowiska decyzji o kierunkach realizacji obowiązków transpozycji przepisów UE (jakie rodzaje mechanizmów systemu EU ETS miałyby być zastosowane w polskim prawodawstwie). Doświadczenia z prac nad *ustawą z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* wskazywały, że proces uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych będzie skomplikowany i długotrwały.

Po uchwaleniu w dniu 12 czerwca 2015 r. *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* Minister Środowiska nie wydał⁶¹ żadnego z pięciu rozporządzeń.

Nie wydano:

⁶⁰ W teście regulacyjnym (stanowiącym załącznik do *projektu założeń ustawy* zarówno z dnia 5.03.2012r., jak i z dnia 7.03.2012 r.)

⁶¹ Według stanu na koniec lipca 2016 r.

- rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wymagań dotyczących wyodrębnienia podinstalacji w ramach instalacji, zakresu i sposobu gromadzenia danych do określania początkowej zainstalowanej zdolności produkcyjnej i zainstalowanej zdolności produkcyjnej w instalacji i podinstalacji, sposobu określania historycznego poziomu działalności oraz poziomów działalności, sposobu obliczania wstępnej rocznej liczby uprawnień do emisji, na podstawie art. 21 ust. 5 ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami,
- rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie weryfikacji informacji przekazanych przez prowadzącego instalację, na podstawie art. 21 ust. 7 ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami,
- rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wzoru formularza wniosku o zatwierdzenie wskaźników zgodności odpowiednich dla realizacji danego zadania inwestycyjnego, wzoru formularza sprawozdania rzeczowo-finansowego, wzoru formularza opinii biegłego rewidenta, wzoru formularza informacji o nieponiesieniu w okresie sprawozdawczym kosztów inwestycyjnych, na podstawie art. 36 ust. 6 ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami,
- rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie szczegółowego zakresu informacji zawartych w raporcie oraz sposobu jego wprowadzenia do Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji, na podstawie art. 7 ust. 7 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji,
- rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie warunków i sposobu ustalania kosztów ponoszonych w związku z prowadzeniem kontroli przestrzegania wymagań ochrony środowiska i oszacowania wielkości emisji z instalacji albo z operacji lotniczej, na podstawie art. 18 ust. 3 ustawy z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska⁶².

Za prawidłowy przebieg procesu opracowania aktów wykonawczych i przygotowanie dokumentów odpowiadała Zastępca Dyrektora DOP Agnieszka Sosnowska.

W konsekwencji wymienionych zaniedbań i nieprawidłowości regulacje krajowe systemu EU ETS, wymagane przez UE od początku 2013 r., nie miały do września 2015 r. niezbędnych podstaw prawnych w formie ustawy, a niektóre istotne dla realizacji obowiązków wynikających z systemu EU ETS rozporządzenia w czwartym roku obowiązywania tych wymogów wciąż nie zostały wydane. Powoduje to ryzyko niepewności regulacji prawnych dotyczących warunków prowadzenia działalności gospodarczej. Przedsiębiorcy, od których wymaga się od początku 2013 r. wypełniania licznych obowiązków i ograniczeń w prowadzonej działalności gospodarczej, jeśli wiąże się ona z emisją gazów cieplarnianych do powietrza, zostali pozbawieni przepisów określających szczegółowo sposób wypełniania nałożonych na nich obowiązków.

⁶² Dz.U. z 2013 r. poz. 686 ze zm.

Brak wydania przedmiotowych rozporządzeń, poza wymienionymi wyżej skutkami dla przedsiębiorców, utrudniał też rzetelną realizację przez Ministra Środowiska zadań związanych z systemem EU ETS, w tym m.in.: wprowadzenie i egzekwowanie ujednoczonego sposobu informowania o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji; egzekwowanie wymagań dotyczących wyodrębnienia podinstalacji oraz zakresu i sposobu gromadzenia danych do określania zdolności produkcyjnej, sposobu określania historycznego poziomu działalności, a w konsekwencji stosowania tzw. *decyzji benchmarkowej*; egzekwowanie wymagań w zakresie weryfikacji danych przekazanych przez prowadzącego instalację we wniosku o przydział uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, co jest konieczne do rzetelnej oceny wniosku i właściwego podziału uprawnień; ujednoczenie informacji na temat zadań ujętych w KPI oraz prawidłowe monitorowanie przez Ministra Środowiska ich realizacji.

Realizacja systemu non-ETS

Pomimo stosowania wprost *Decyzji non-ETS*, konieczne było dla jej wykonania dostosowanie przepisów prawa krajowego zarówno na poziomie ustawowym, jak i aktów wykonawczych. Nie zostało to w pełni wykonane w terminie zbliżonym do daty wejścia w życie *Decyzji non-ETS* (po 25.06.2009 r.). Dopiero po wejściu w życie z dniem 9.09.2015 r. uregulowań wynikających z *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*, czyli po sześciu latach, w pełni dostosowano przepisy krajowe do przepisów *Decyzji non-ETS* i powiązanych z nią aktów wykonawczych UE.

Transpozycja dyrektywy CCS

Według art. 39 ust.1 *dyrektywy CCS* transpozycja jej przepisów powinna być dokonana do dnia 25.06.2011 r. Transpozycja dyrektywy CCS w Polsce nastąpiła z ponad 4-letnim opóźnieniem.

*Ustawa z dnia 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw*⁶³, uwzględniająca postanowienia dyrektywy CCS weszła w życie z dniem 24.11.2013 r. (z opóźnieniem 2 lat i 5 miesięcy).

Akty wykonawcze konieczne dla transpozycji tej dyrektywy Minister Środowiska wydał do 30.10.2015 r.⁶⁴, przy czym jedno z rozporządzeń weszło w życie dopiero z dniem 2.01.2016 r.

⁶³ Dz. U. poz. 1238, ze zm.

⁶⁴ M.in.: rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 maja 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 591) - weszło w życie 24-05-2014 r.; rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 1272) - weszło w życie 8-10-2014 r.; rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących eksploatacji podziemnego składowiska dwutlenku węgla, zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla oraz prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych na te opóźnienia miał wpływ przede wszystkim długotrwały proces legislacyjny (konieczność opracowania i procedowania założeń projektu ustawy, a następnie projektu ustawy oraz aktów wykonawczych), a także braki i zmiany kadrowe. W związku z ograniczeniem implementacji, zgodnie z decyzją RM, wyłącznie do projektów demonstracyjnych wychwyty i składowania CO₂, w toku prac legislacyjnych pojawiła się konieczność zasięgnięcia w tej sprawie opinii KE.

NIK, biorąc powyższe pod uwagę, wskazuje jako źródło opóźnień w transpozycji *dyrektywy CCS* niewypracowanie koncepcji wprowadzenia do polskiego prawa zasad stosowania Technologii CCS oraz zakresu przedmiotowego transpozycji *dyrektywy CCS* na etapie rozpoczęcia prac legislacyjnych (idea ograniczenia przedmiotowego zakresu zmian w polskim prawie istotnie wstrzymała prace) oraz zbyt późne podjęcie prac nad aktami wykonawczymi. Należy podkreślić, że w innych krajach UE zdołano terminowo transponować do porządku krajowego powyższą *dyrektywę*⁶⁵.

Transpozycja *dyrektywy OZE*

Dyrektywa OZE weszła w życie w dniu 25 czerwca 2009 r. Zgodnie z art. 27 ust. 1 *dyrektywy* dokonanie transpozycji miało nastąpić nie później niż do dnia 5 grudnia 2010 r.⁶⁶ Organem odpowiedzialnym w tym zakresie był Minister Gospodarki.

Mechanizmy mające doprowadzić do osiągnięcia w 2020 r. celów Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i energii, określone w *dyrektywie OZE*, zostały transponowane do polskiego prawodawstwa z opóźnieniem wynoszącym dwa i pół roku (pełna transpozycja nastąpiła dopiero w 2015 r., z czteroletnim opóźnieniem).

W styczniu 2011 r. Komisja Europejska⁶⁷ wszczęła postępowanie przeciwko Polsce za niedopełnienie obowiązku transpozycji *dyrektywy OZE* i wezwała do usunięcia uchybienia. Uzasadniona opinia została przesłana Polsce w marcu 2012 r., a w dniu 21 marca 2013 r. KE skierowała przeciwko Polsce skargę do Trybunału Sprawiedliwości UE⁶⁸ ze względu na

dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 1840) - weszło w życie 24.11.2015 r.; *rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla* (Dz.U. poz. 2144) - weszło w życie 02.01.2016 r.,

⁶⁵ Na podstawie informacji z prac IEG (Information Exchange Group) – grupy ds. wymiany informacji na temat implementacji *dyrektywy CCS*.

⁶⁶ Kwestie związane z systemem certyfikacji instalatorów OZE – do 1 stycznia 2013 r. a obligatoryjny udział energii OZE w nowo oddanych budynkach lub poddanych generalnemu remontowi – do 1 stycznia 2015 r.

⁶⁷ Dalej: KE.

⁶⁸ Dalej: TSUE.

„niedopełnienie obowiązku transpozycji” *dyrektywy OZE*⁶⁹. KE domagała się zasądzenia kary w wysokości 133,2 tys. euro za każdy dzień zwłoki od dnia wydania wyroku do dnia zakończenia pełnej transpozycji. Ze względu na przyjęcie przez Polskę części wymaganych przepisów proponowaną karę, w trakcie prowadzonego postępowania, obniżono do kwoty 61,0 tys. euro dziennie. W związku z opublikowaniem w dniu 28 stycznia 2015 r. *ustawy z dnia 15 stycznia 2015 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw*⁷⁰ KE w dniu 26 lutego 2015 r. podjęła decyzję o wycofaniu skargi przeciwko Polsce w sprawie braku wdrożenia *dyrektywy OZE*.

3.2.1.3. Zastosowane mechanizmy wsparcia dla instalacji objętych systemem EU ETS

Dyrektywa EU ETS dopuszczała zastosowanie następujących mechanizmów wsparcia dla instalacji objętych systemem EU ETS:

- derogacja dla energetyki,
- derogacja instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną,
- środki finansowe na rzecz sektorów lub podsektorów, które uznaje się za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu przenoszenia kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych w ceny energii, w celu kompensacji tych kosztów,
- przeznaczenie 50% dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji (lub ich równowartości finansowej) na cele określone w art. 10 ust. 3 lit a-f *dyrektywy EU ETS* (m.in. na redukcję emisji gazów cieplarnianych, rozwój energii ze źródeł odnawialnych, bezpieczne dla środowiska wychwytywanie i geologiczne składowanie CO₂ oraz zwiększenie efektywności energetycznej i termomodernizację budynków).

W ocenie NIK, nie w pełni wykorzystano możliwości wsparcia podmiotów narażonych na zwiększenie kosztów działalności z powodu obowiązków wynikających z wprowadzenia PEK.

Derogacja dla instalacji wytwarzających energię elektryczną

Zastosowanie mechanizmu derogacyjnego nie było obowiązkowe. Możliwość skorzystania z niego należała do indywidualnej decyzji każdego z państw członkowskich UE. Zasady korzystania z derogacji dla energetyki na podstawie art. 10c *dyrektywy EU ETS* miała określić KE w formie wytycznych.

⁶⁹ Komunikat prasowy Komisji Europejskiej

W polskim prawie nie uregulowano zasad przygotowania wniosku derogacyjnego Polski, określających podział zadań między resortami gospodarki i środowiska, sposób procedowania, udział w procesie tworzenia KPI podmiotów prowadzących instalacje wytwarzające energię elektryczną (w tym zasady odwoływania się od odmownych decyzji dotyczących kwalifikowania zgłoszonych zadań inwestycyjnych do KPI), sposób podejmowania decyzji o kwalifikowaniu do KPI.

Zasady tworzenia przez Ministra Gospodarki KPI, stanowiącego część wniosku derogacyjnego, oraz współpraca w tych działaniach z innymi podmiotami (w szczególności z przedstawicielami sektora elektroenergetycznego) nie były transparentne.

Współpraca MG w procesie opracowania wniosku derogacyjnego z konsorcjum działającym na zlecenie TGPE bez formalnej umowy stwarzała ryzyko naruszenia tajemnicy przedsiębiorstwa. Wskazywanie przez pracowników MG przedsiębiorcom, by dane dotyczące planowanych inwestycji (w tym dane finansowe) przekazywać do prywatnego podmiotu (wchodzącego w skład konsorcjum) mogły stwarzać wrażenie, że Minister Gospodarki zabezpieczył interes wszystkich przedsiębiorców poprzez ochronę zebranych danych, a wskazany prywatny podmiot jest upoważniony przez Ministra Gospodarki do działania w jego imieniu. Tymczasem przekazywanie prywatnemu podmiotowi całej dokumentacji związanej z opracowaniem KPI nie zostało zabezpieczone przez Ministra Gospodarki żadnymi zobowiązaniami w zakresie zachowania w poufności zebranych danych i informacji, dotyczących całego sektora elektroenergetyki w Polsce, jak również innych kluczowych sektorów.

W ocenie NIK w procesie tworzenia KPI Minister Gospodarki nie wywiązał się właściwie z roli organu administracji rządowej odpowiedzialnego za realizację polityki energetycznej, pozostawiając prywatnemu podmiotowi pełną inicjatywę co do koncepcji tworzenia KPI. Dyrektor DE w MG Tomasz Dąbrowski, odpowiedzialny w MG za opracowanie projektu wniosku derogacyjnego, mimo iż twierdził, że wniosek derogacyjny, w tym KPI, były opracowane w MG, nie przedstawił żadnych dowodów świadczących o samodzielnym opracowaniu przez pracowników Departamentu poszczególnych elementów wniosku derogacyjnego (za wyjątkiem założeń zasad monitorowania), w tym w szczególności projektów wykazu instalacji wraz z przydziałami bezpłatnych uprawnień i wykazu inwestycji w KPI. Ocena NIK znajduje potwierdzenie zarówno w korespondencji firmy doradczej wchodzącej w skład konsorcjum z przedsiębiorcami, notatkach DE akceptowanych przez Kierownictwo MG,

⁷⁰ Dz. U. poz. 151.

jak i wyjaśnieniach. Brak samodzielności DE MG w zakresie opracowania wzoru ankiet potwierdza wpisanie pracowników Ernst&Young jako ekspertów właściwych do udzielenia przedsiębiorcom informacji i wyjaśnień w sprawie sposobu wypełnienia ankiety oraz interpretacji przepisów UE dotyczących zakwalifikowania poszczególnych zadań do KPI.

Wyjaśnienia Dyrektora DE, w których zaprzeczył wykonaniu przez konsorcjum bez zlecenia MG zadań w procesie opracowania wniosku, były sprzeczne ze zbadaną dokumentacją w MG oraz informacjami przedsiębiorców, którzy firmę Ernst&Young postrzegali jako wykonawcę wniosku derogacyjnego. Aktywny udział TGPE oraz działającego na jego zlecenie konsorcjum w opracowaniu wniosku derogacyjnego potwierdził DE w zaakceptowanych przez Kierownictwo MG informacjach dotyczących realizacji założeń PEP2030 za rok 2010 i 2011.

W informacji za 2010 r. stwierdzono m.in., że Konsorcjum oraz TGPE prowadziło prace obejmujące analizę opłacalności skorzystania przez Polskę z derogacji, wykaz dokumentów do uwzględnienia we wniosku derogacyjnym, analizę otoczenia prawnego, listę instalacji uprawnionych do otrzymania bezpłatnych uprawnień oraz inwestycji zakwalifikowanych do KPI. W informacji stwierdzono również, że „zespół projektowy udzielał wsparcia prawnego i techniczno-biznesowego administracji rządowej w zakresie negocjacji wytycznych do art. 10c dyrektywy ETS”. Natomiast w informacji za 2011 r. stwierdzono, że przygotowanie wniosku nadzorowało MŚ oraz MG, a sam jego projekt wykonało Konsorcjum pod przewodnictwem Ernst&Younga. Izba nie podziela wyjaśnień Dyrektora DE podważających stwierdzenia zawarte w informacjach i wskazujących na niezauważony przez kierownictwo Departamentu i MG błędny opis wprowadzony przez pracowników DE opracowujących informacje, którzy nie byli merytorycznie zaangażowani w opracowanie wniosku derogacyjnego, bowiem zebrane dokumenty potwierdziły stwierdzenia zawarte w informacjach.

Zgodnie z §6 ust. 1 *Regulaminu pracy Rady Ministrów*⁷¹ projekty dokumentów rządowych, a takim był wniosek derogacyjny, opracowują członkowie RM, każdy w zakresie swojej właściwości. NIK zauważa również, że TGPE reprezentujące 14 spółek sektora energetycznego, jak i działające na jego zlecenie konsorcjum, nie mogą być uznane za podmioty uprawnione do reprezentowania całego sektora. Niezależnie od faktu, że spółki sektora nienależące do TGPE dobrowolnie przekazywały informacje o planowanych działaniach, MG zwracało się do ankietowanych przedsiębiorców firmując działania Towarzystwa i Konsorcjum, z którym nie było związane formalną umową i nie mogło wpływać na jego działania np. poprzez formalny odbiór poszczególnych etapów wykonywanych prac i zgłaszanie do nich uwag, które wykonawca winien uwzględnić. MG, wskazując podmiotom sektora energetycznego, że dane dotyczące ich planów inwestycyjnych i planowanych wydatków na inwestycje powinny

⁷¹ Przyjętego uchwałą Rady Ministrów z 19 marca 2002 r.

przekazywać niepowiązanym formalnie zewnętrznym firmom doradczym, stworzyło ryzyko naruszenia również interesów gospodarczych tych podmiotów.

*Ustawa z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji*⁷² w art. 11 ust. 1 stanowi, że czynem nieuczciwej konkurencji jest przekazanie, ujawnienie lub wykorzystanie cudzych informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa albo ich nabycie od osoby nieuprawnionej, jeżeli zagraża lub narusza interes przedsiębiorcy.

Należy zauważyć, że MG działając w interesie przedsiębiorców z uwagi na tajemnicę przedsiębiorstwa zdecydowało o niepublikowaniu pełnej wersji KPI. Ponadto, powołując się na ochronę planów inwestycyjnych przedsiębiorców czterokrotnie odmówiono wykonania dla NIK kopii dokumentów zastrzeżonych związanych z opracowaniem wniosku derogacyjnego w tym projektów KPI, powołując się na fakt, że informacje niejawne mogą być udostępnione wyłącznie osobie dającej rękojmię zachowania tajemnicy.

NIK nie kwestionuje celowości korzystania przez Ministra Gospodarki z zewnętrznego wsparcia. Wymagało to jednak umownego uregulowania zasad współpracy, w tym określenia obowiązków prywatnego podmiotu oraz zakresu i warunków dostępu i wykorzystywania informacji obejmujących strategiczne informacje wszystkich podmiotów sektora elektroenergetycznego. Taka współpraca nie powinna też oznaczać rezygnacji Ministra Gospodarki z ustalenia metodologii tworzenia KPI jako kluczowego planu inwestycyjnego w zakresie modernizacji mocy wytwórczych w elektroenergetyce. Tymczasem decyzje w tym zakresie zostały przesądzone na etapie opracowywania KPI przez Ernst&Young w imieniu TGPE.

Minister Gospodarki nie zapewnił przejrzystych zasad kwalifikowania zadań do KPI, jak też nie wypracował strategii realizacji KPI, określającej zamierzone cele oraz przyjęty wariant realizacji (sposób rozliczenia kosztów, fakultatywność realizacji zadań). Minister Gospodarki nie weryfikował też możliwości wykonania poszczególnych zgłaszanych zadań inwestycyjnych, godząc się na ryzyko niezrealizowania części zadań zakwalifikowanych do KPI.

Nie określono szczegółowych warunków, jakie powinny spełniać poszczególne projekty inwestycyjne, wskazując jedynie ogólne wytyczne KE. Nie opracowano procedury zgłaszania zadań inwestycyjnych do KPI oraz rozstrzygania protestów w przypadku niezakwalifikowania danego zadania. Zadania inwestycyjne do KPI były kwalifikowane w oparciu o oświadczenia przedsiębiorców o zgodności tych zadań z kryteriami określonymi w Wytycznych KE, bez zweryfikowania tych oświadczeń.

⁷² Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503, ze zm.

Nieokreślenie powyższych zasad spowodowało, że proces tworzenia KPI oraz związanego z tym wniosku derogacyjnego nie odbywało się w warunkach przejrzystości i jawności procesu decyzyjnego.

NIK wskazuje przy tym, że KOBiZE opracował i przedłożył Ministrowi Gospodarki projekt odpowiednich regulacji, które formalizowały i porządkowały proces opracowania KPI. Niecelowe było zrezygnowanie z tej propozycji obejmującej ustanowienie transparentnych zasad kształtowania strategicznego planu inwestycji w sektorze elektroenergetyki.

Brak wskazania, że nakłady poniesione na tzw. instalacje nowe (instalacje, których proces inwestycyjny został faktycznie rozpoczęty przed dniem 31 grudnia 2008 r. i które uzyskały zezwolenie na podstawie art. 50 ustawy z 2011 r. *o systemie handlu emisjami*) nie będą mogły być zaliczone do zbilansowania z równowartością darmowych uprawnień CO₂, spowodowało iż podmioty, których zadania inwestycyjne zgłoszone do KPI dotyczyła nowych instalacji, nie mogą skorzystać z darmowych uprawnień przydzielonych im w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*.

Pięć zadań inwestycyjnych zgłoszonych przez spółki Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA nie zostało, decyzją KE z dnia 13 lipca 2012 r., zakwalifikowanych do KPI. Do zadań tych należały: budowa bloków gazowo-parowych w Elektrowni Blachownia (o mocy 850 MWe), w Elektrowni Katowice (135 MWe) oraz w Stalowej Woli (450 MWe), budowa bloku ciepłowniczego BC50 Tychy2 w Elektrowni Tychy, budowa bloku 910 MWe (na węgiel kamienny) w Elektrowni Jaworzno III. W związku z niezakwalifikowaniem powyższych zadań do KPI, spółki Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA w latach 2013-2014 nie mogły wykazać poniesionych kosztów inwestycyjnych na zbilansowanie 6 529 378 bezpłatnych uprawnień przyznanych im w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*

W konsekwencji nieokreślenia wielu istotnych założeń realizacji KPI oraz pozostawienia prac nad jego stworzeniem podmiotom zewnętrznym, Minister Gospodarki nie realizował w pełni celów polityki energetycznej w zakresie potrzeb inwestycyjnych sektora elektroenergetycznego i ukierunkowania dopuszczalnej pomocy publicznej w postaci bezpłatnych uprawnień do emisji gazów na strategiczne cele polityki energetycznej.

Skorzystanie z derogacji założone w *PEP2030* było decyzją kierunkową, która wymagała od MG dalszej analizy ryzyk związanych z jego realizacją oraz oszacowania kosztów i korzyści. Dokumentacja dotycząca derogacji nie zawierała danych o korzyściach, jakie miała uzyskać polska gospodarka w związku ze skorzystaniem z derogacji (w ramach art. 10c *dyrektywy EU ETS*), w porównaniu z wariantem sprzedaży wszystkich uprawnień do emisji CO₂ na aukcji i udzielenia z uzyskanych środków wsparcia dla prowadzących instalacje dokonujących modernizacji mocy wytwórczych. MG nie wskazało również, czy ograniczenie dochodów budżetu państwa z aukcji uprawnień do emisji, nie ograniczy

środków finansowych na inne cele zakładane w *PEP2030*, a związane z rozwojem sektora energetyki, tj. rozwoju i wsparcia dla kogeneracji, czy rozwoju nowych technologii energetycznych. NIK zauważa również, że MG przystąpiło do opracowania KPI z założeniem, że jego opracowanie i przydział darmowych uprawnień zminimalizują bezpośrednio z tym związane podwyżki cen energii elektrycznej.

Przyjęta przez MG formuła opracowania KPI, w tym m.in. brak weryfikacji zadań inwestycyjnych zakwalifikowanych do KPI pod względem możliwości ich realizacji, spowodowała, że koszty realizacji umieszczonych w nim zadań inwestycyjnych wielokrotnie przekraczały wartość możliwych do uzyskania na podstawie art. 10c *dyrektywy EU ETS* bezpłatnych uprawnień.

Projekt KPI nie został poddany ocenie MG pod względem prawdopodobieństwa realizacji poszczególnych zadań, w tym założeń dotyczących finansowania. Nie przeprowadzono również analizy KPI pod względem osiągnięcia efektu modernizacyjnego sektora elektroenergetycznego - wymaganego przy derogacji i wsparcia planowanych inwestycji bezpłatnymi uprawnieniami, z uwagi na ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. MG przyjęło zasadę włączenia do KPI wszystkich zadań, które według oświadczenia inwestora spełniały kryteria KE wskazane w *Wytycznych*. NIK zauważa, że już w maju 2013 r. Dyrektor DE, na podstawie oceny stanu zaawansowania postępu prac inwestycyjnych (listy inwestycji fizycznie rozpoczętych) szacował, że zrealizowana zostanie połowa planowanych zadań. Według danych DE, z planowanych zadań w łącznym wymiarze ok. 17 tys. MW realnie ukończone mogły być inwestycje w wymiarze ok. 7-8 tys. MW⁷³.

Brak merytorycznej weryfikacji założeń projektów inwestycyjnych stwarza ryzyko, że KPI w dużym stopniu nie zostanie zrealizowany i w konsekwencji zostanie utracona możliwość pełnego wykorzystania tego mechanizmu pomocy publicznej, zaakceptowanej przez KE, do modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej oraz realizacji strategicznych celów polityki energetycznej.

Minister Środowiska faktycznie odpowiadał głównie za organizacyjną stronę przekazania wniosku derogacyjnego do konsultacji społecznych i międzyresortowych oraz pod obrady KSE i RM, a także za prezentowanie wniosku na forum Komisji Europejskiej. Jednak Minister Środowiska był odpowiedzialny za funkcjonowanie systemu EU ETS w Polsce, a od chwili wejścia w życie *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* (z dniem 21.06.2011 r.) wprost odpowiadał za przygotowanie wniosku derogacyjnego.

Określenie listy instalacji innych niż wytwarzających energię elektrycznych uprawnionych do bezpłatnych uprawnień

⁷³ Informacja dla Ministra Gospodarki z czerwca 2012 r.

Minister Gospodarki nie wykonał działania 6.3.6. *Programu działań wykonawczych na lata 2009-2012* i nie przygotował listy instalacji ciepłowniczych, kwalifikujących się do skorzystania z okresu przejściowego. Wyjaśniono to opóźnieniem w przyjęciu i opublikowaniu zasad przez KE. NIK ocenia, że choć była to istotna przesłanka wstrzymania formalnej procedury złożenia wniosku do KE, nie stanowiło przeszkody w podjęciu prac nad listą tych instalacji. Przeprowadzenie do czasu wydania decyzji przez KE⁷⁴ prac przygotowawczych niewątpliwie usprawniłoby przygotowanie wniosku zważywszy, że od wydania decyzji KE pozostał krótki termin na złożenie przedmiotowego wniosku.

Po wejściu w życie *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* (w dniu 21 czerwca 2011 r.) zadanie sporządzenia wykazu instalacji innych niż wytwarzających energię elektryczną zostało przypisane KOBiZE, które terminowo wywiązało się z tego zadania.

Pomoc publiczna dla przedsiębiorców na podstawie art. 10a ust. 6 dyrektywy EU ETS

W przepisach *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* nie wprowadzono mechanizmu rekompensat dla przedsiębiorców, wynikającego z art. 10 a ust. 6 *Dyrektywy EU ETS*. Nieskorzystanie z tego prawa, należnego państwu członkowskim, może pogorszyć pozycję konkurencyjną sektorów polskiej gospodarki emitujących gazy cieplarniane.

Biorąc pod uwagę stosowanie tego mechanizmu w innych krajach UE (np. rząd Niemiec podjął decyzję o przeznaczaniu 100% przychodów z aukcji na cele klimatyczne, w tym znacznej ich części na system rekompensat) rezygnacja z analogicznego systemu wsparcia w Polsce naraża przedsiębiorców na utratę pozycji konkurencyjnej, co może prowadzić do zamknięcia działalności lub brak środków na wprowadzenie rozwiązań zmniejszających emisyjność ich produkcji.

Zgłoszona w toku prac legislacyjnych propozycja Ministra Gospodarki zmierzała do wprowadzenia warunkowego (w zależności od rynkowej ceny uprawnień) stosowania mechanizmu rekompensat. Taki mechanizm – w ocenie NIK – byłby rozwiązaniem służącym stabilności i przejrzystości warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zapewniającym ochronę przed utratą konkurencyjności prowadzonej działalności jedynie w sytuacjach istotnego wzrostu kosztów uprawnień do emisji gazów. Należy dodatkowo wskazać, co podnosił w swej argumentacji Minister Gospodarki, że dostępne analizy nie wskazują, aby do 2020 r. cena

⁷⁴ *Decyzja 2011/278/UE*, która określiła zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji, w których zdecydowano, że każde państwo zobowiązane jest do zidentyfikowania wszystkich instalacji działających na jego

uprawnienia do emisji osiągnęła poziom 20 euro. Tak więc przy zastosowaniu proponowanego przez Ministra Gospodarki progu 25 euro za uprawnienie dla zastosowania mechanizmu rekompensat istniało bardzo niskie ryzyko obciążenia budżetu państwa kosztami rekompensat w najbliższych latach.

Powyższa propozycja MG nie została uwzględniona przez Ministra Środowiska w projekcie ustawy. Zastępca Dyrektora DOP w MŚ wyjaśniła, że w przypadku realnego zagrożenia drastycznym wzrostem kosztów cen uprawnień do emisji istnieje możliwość ponownej analizy zasadności wprowadzenia systemu rekompensat dla przemysłu energochłonnego i wprowadzenia wówczas odrębnej regulacji prawnej. NIK zauważa jednak, że skoro warunkiem wejścia w życie tego systemu jest wydanie pozytywnej decyzji KE o zgodności pomocy publicznej z przepisami rynku wewnętrznego UE, to – jak wskazywał sam DOP w notatce z dnia 10.12.2014 r. – proces negocjacji z KE przy współpracy z UOKiK może trwać nawet kilka lat. W ocenie NIK zasadnym byłoby stworzenie trwałego mechanizmu, określającego zasady wsparcia przedsiębiorców w sytuacjach istotnego pogorszenia się konkurencyjności prowadzonej działalności w wyniku wzrostu kosztów uprawnień do emisji. Zapewniłoby to stabilność warunków prowadzenia działalności gospodarczej oraz pewność obrotu gospodarczego.

Ochrona sektorów narażonych na zjawisko „ucieczki emisji” na podstawie art. 10a ust. 13 dyrektywy EU ETS

Za nierzetelne NIK uznaje nieprzeprowadzanie przez Ministra Środowiska analiz dla poszczególnych sektorów i podsektorów przemysłu pod kątem zaistnienia przesłanek uprawniających do wystąpienia do KE o uzupełnienie wykazu sektorów i podsektorów narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji.

W celu ograniczenia ryzyka przeniesienia działalności przedsiębiorców do krajów, w których przemysł nie ma ograniczeń w zakresie emisji CO₂, KE na podstawie art. 10a ust. 13 *dyrektywy EU ETS* określa co pięć lat wykaz sektorów i podsektorów narażonych na takie ryzyko ucieczki. Ostatni wykaz z 2014 r. został przyjęty na lata 2015-2019. Dodatkowo, co roku sektor lub podsektor może zostać dodany do wykazu na wniosek państwa członkowskiego (lub z własnej inicjatywy KE). Warunkiem jest wykazanie w sprawozdaniu analitycznym, że dany sektor lub podsektor spełnia kryteria określone w art 10a ust. 14-17 *dyrektywy EU ETS* w następstwie zmiany, która wywarła znaczny wpływ na jego działalność.

Brak odpowiedniej analizy, przeprowadzonej samodzielnie lub we współpracy z ministrem właściwym do spraw gospodarki, nie pozwalał Ministrowi Środowiska na rzetelną ocenę, czy

terenie oraz wszystkich wytwórców energii produkujących ciepło, a także zdefiniowano podstawowe pojęcia

występuje sytuacja wymagająca włączenia kolejnych sektorów lub podsektorów do systemu ochrony w ramach systemu EU ETS. Poprzez zaniechanie wykonywania powyższych analiz, Minister Środowiska nie wypełnił obowiązków, spoczywających na nim jako organie nadzorującym realizację zadań w ramach systemu EU ETS, w zakresie identyfikacji zagrożeń i zabezpieczenia konkurencyjności przedsiębiorstw, narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji.

System zmniejszenia obciążeń dla energochłonnych gałęzi przemysłu

Powołana przez Ministra Gospodarki jako przewodniczącego Międzyresortowego Zespołu do Spraw Polityki Energetycznej do 2030 r., zarządzeniem nr 14 z dnia 08.12.2011 r., *Grupa robocza ds. redukcji obciążeń przedsiębiorstw energochłonnych*⁷⁵, wypracowała systemowe rozwiązania prawne dla przedsiębiorstw energochłonnych w zakresie redukcji obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia energii z OZE i kogeneracji. Rozwiązanie wypracowane przez Grupę roboczą MG w październiku 2012 r. wprowadziło do projektu ustawy *Prawo energetyczne* w zakresie zwolnień dla przedsiębiorstw energochłonnych w systemie wsparcia kogeneracji oraz projektu *ustawy o odnawialnych źródłach energii* (w zakresie zwolnień w systemie wsparcia OZE). *Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych* została uchwalona w dniu 26 lipca 2013 r.⁷⁶ (zmiany wprowadzone w art. 9a). Wejście w życie regulacji w zakresie ulg dla odbiorców przemysłowych uwarunkowane było pozytywną oceną KE pod względem zgodności z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej. Wniosek notyfikacyjny przygotowało MG we współpracy z UOKiK. Wnioskiem z dnia 11 września 2013 r. Polska przedstawiła do notyfikacji KE system zmniejszenia obciążeń dla energochłonnych gałęzi przemysłu. Sejm, w dniu 20 lutego 2015 r. *ustawą o odnawialnych źródłach energii*⁷⁷ zmienił ustawę z 2013 r. Ustawa wprowadziła ograniczenia preferencyjnych rozwiązań dla przedsiębiorstw energochłonnych dotyczących obniżenia podstawy wysokości obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia do OZE, rozszerzając jednocześnie ulgę dla tych przedsiębiorstw na opłatę OZE. Zmianę tą wprowadzono ze względu na wymagania wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska. W pierwszej połowie 2015 r. KE połączyła w jedno postępowanie trzy sprawy: zwolnienie dla energochłonnych użytkowników od niektórych opłat związanych z systemem zielonych

typu „mierzalne ciepło”, „instalacja dotychczas działająca” uznać można za usprawiedliwienie wstrzymania prac.

⁷⁵ Dalej: Grupa robocza.

⁷⁶ Dz.U. poz.984.

⁷⁷ Dz.U. poz.478, ze zm.

certyfikatów, świadectwa pochodzenia dla operatorów jednostek kogeneracji, system zielonych certyfikatów dla zakładów współspalania węgla. Do zakończenia czynności kontrolnych, tj. do 12 lutego 2016 r., KE nie wydała decyzji w tych trzech sprawach.

Grupa robocza opracowała ponadto dla Ministra Finansów wyliczenie obniżki wpływów do budżetu państwa z tytułu obniżenia podatku akcyzowego od energii dla przedsiębiorstw energochłonnych⁷⁸. Wejście w życie nowych rozwiązań związanych z redukcją stawki podatku akcyzowego uzależnione było od wygaszenia procedury nadmiernego deficytu sektora finansów publicznych, która została wygaszona w dniu 19.06.2015 r. W dniu 10.07.2015 r. na spotkaniu w KPRM podjęto decyzję o wprowadzeniu specjalnych rozwiązań w zakresie akcyzy dla przedsiębiorstw energochłonnych. Skutki wejścia w życie projektu oszacowano w okresie 10 lat od jego wprowadzenia na 4 998 mln zł. Oczekiwanym efektem regulacji opracowanej przez MF było zrównoważenie pozycji konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw z przedsiębiorcami krajów EU. W dniu 24 lipca 2015 r. Sejm uchwalił ustawę *o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw*⁷⁹ (zmiany art. 30 ust. 7a i art. 31d). Ze względu na krótki czas obowiązywania wprowadzonych ulg ocena skuteczności tego rozwiązania nie była możliwa.

Przeznaczenie dochodów z aukcji uprawnień

Dochody ze sprzedaży polskich uprawnień do emisji (81 710 000) na aukcji w ramach platformy wspólnotowej w latach 2013-2015 wyniosły 1 883 834,3 tys. zł. Cele, na które powinna zostać przeznaczona co najmniej połowa środków pieniężnych uzyskanych z aukcji w danym roku kalendarzowym lub równowartość tych środków, zostały wymienione w art. 10 ust. 3 *dyrektywy EU ETS* a także w art. 49 ust. 6 i 7 *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*. W *ustawie z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* nie zostały natomiast określone szczegółowe zasady podziału tych środków.

Minister Środowiska nie wypracował strategii wykorzystania środków uzyskiwanych ze sprzedaży uprawnień, która określiłaby główne cele oraz szczegółowe zasady podziału tych środków.

Ze sprawozdań z wykorzystania dochodów ze sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji przekazanych w latach 2013 i 2014 do KE wynikało, że większość środków uzyskanych ze

⁷⁸ Projekt zmian w pierwszej wersji zakładał bezpośrednią obniżkę stawki podatku akcyzowego dla przedsiębiorstw energochłonnych, natomiast drugi zakładał obniżenie stawki ww. podatku w formie zwrotu akcyzy.

⁷⁹ Dz. U. poz. 1479, ze zm.

sprzedaży uprawnień została przeznaczona na jeden cel – termomodernizację budynków. Ponadto w sprawozdaniu z wykorzystania dochodów ze sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji za 2013 r. zostały ujęte wypłaty dla czterech projektów realizowanych w ramach programu *System zielonych inwestycji*⁸⁰ na łączną kwotę 232,1 tys. zł.

W opinii Ministerstwa, pojęcie „równowartość środków pieniężnych uzyskanych z aukcji uprawnień do emisji” obejmuje swoim zakresem wszystkie środki krajowe wydatkowane na cele wyszczególnione w *dyrektywie EU ETS*. NIK nie podziela takiej opinii, bowiem intencją art. 10 ust. 3 *dyrektywy EU ETS* było wykorzystanie przez państwa członkowskie dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji lub równowartości finansowej tych dochodów na cele prowadzące do zmniejszenia emisji CO₂. Wykazywanie w sprawozdaniu z wykorzystania dochodów ze sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji, iż równowartość tych dochodów została wykorzystana na finansowanie projektów zrealizowanych w ramach GIS, na które przeznaczone zostały środki uzyskane ze sprzedaży jednostek AAU, nie przyczynia się do dodatkowego zmniejszenia emisji CO₂. Zarówno w sprawozdaniu z wykorzystania środków gromadzonych na Rachunku klimatycznym jak i w sprawozdaniu z wykorzystania dochodów ze sprzedaży na aukcji uprawnień EUA wykazywane są te same projekty. Ponadto w ocenie NIK, skoro celem systemu EU ETS jest zmniejszenie wielkości emisji gazów cieplarnianych, to środki uzyskane w wyniku sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na aukcji powinny zostać w większym stopniu przeznaczone na wsparcie podmiotów, które podejmują wysiłki związane z modernizacją prowadzonych instalacji, celem zwiększenia ich wydajności przy jednoczesnym zmniejszeniu wielkości emisji.

Działania wspierające realizację celów PEK niewynikające wprost z *dyrektywy EU ETS*

Minister Gospodarki nie przygotował spójnej strategii działania w zakresie wspierania sektora elektroenergetyki możliwymi do zastosowania mechanizmami, nieokreślonymi w *dyrektywie EU ETS*.

Wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji

Minister Gospodarki nie wywiązał się z nałożonego w *PEP2030* obowiązku stymulowania rozwoju wysokosprawnej kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia.

⁸⁰ Green Investment Scheme . Dalej: GIS. Krajowy System Zielonych Inwestycji związany jest ze „znakowaniem środków finansowych pozyskanych ze zbycia nadwyżki jednostek emisji w celu zagwarantowania przeznaczenia ich na realizację ściśle określonych celów związanych z ochroną środowiska w państwie zbywcy jednostek”. Środki finansowe pochodzące ze zbycia jednostek przyznanej emisji (AAU) są gromadzone na Rachunku klimatycznym, stanowiącym wyodrębniony rachunek bankowy NFOŚiGW.

Przez ponad rok nie obowiązywało wsparcie dla kogeneracji w formie tzw. „żółtych certyfikatów” wprowadzone w 2007 r. Wsparcie to było dla przedsiębiorców elementem finansowania operacyjnego prowadzonej działalności i finansowania inwestycyjnego wysokosprawnej kogeneracji. Tym samym nie została zapewniona stabilność warunków prawnych rozwoju wytwarzania energii elektrycznej i ciepła m.in. dla jednostek gazowych, węglowych lub jednostek o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW. NIK podkreśla, że w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012* założono utrzymanie systemu wsparcia w perspektywie kolejnych 10 lat.

MG zobowiązane w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012* do utrzymania wsparcia i oceny jego efektywności, odnotowując negatywny trend udziału kogeneracji w produkcji energii elektrycznej, nie uznało za celowe przeprowadzenie analizy skali wstrzymania inwestycji lub rezygnacji z realizacji inwestycji (w tym inwestycji planowanych w KPI) i przyczyn, które o tym decydowały.

W latach 2013-2014 udział wysokosprawnej kogeneracji w produkcji krajowej energii elektrycznej zmniejszył się z 15,1% w 2013 r. do 14,4% w 2014 r. Udział wysokosprawnej kogeneracji w produkcji krajowej energii elektrycznej w 2014 r. był więc niższy niż w 2007 r. (wynosił 15%), w którym wsparcie to zostało wprowadzone.

Niecelowe było też zaniechanie przez Ministra Gospodarki podjęcia prac nad programem rozwoju wysokosprawnej kogeneracji do 2030 roku, który uwzględniałby długookresowe systemy wsparcia, do czego Minister był zobowiązany w przyjętej w kwietniu 2014 r. BEiŚ. System wsparcia w formie świadectw pochodzenia poświadczających wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji⁸¹ obowiązuje tylko do 2018 r. i nie pokrywa się z okresem funkcjonowania już istniejących jednostek kogeneracyjnych lub planowych do realizacji przy założeniu ich wieloletniej eksploatacji. Do czasu zakończenia kontroli, tj. do 12 lutego 2016 r. nadal nie wprowadzono również wsparcia dla nowopowstających jednostek wytwórczych.

Zaniechania Ministra Gospodarki miały negatywny wpływ na realizowane projekty inwestycyjne. W ramach dwóch programów operacyjnych NFOŚiGW dofinansował realizację 27 projektów związanych z budową układów wysokosprawnej kogeneracji⁸². Z uwagi na wygaśnięcie mechanizmu wsparcia w formie „żółtych certyfikatów” na wniosek beneficjentów wydłużono do 31 grudnia 2014 r. termin realizacji dwóch inwestycji budowy instalacji wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, dofinansowanych ze środków Funduszu. Pomimo przywrócenia wsparcia, beneficjenci zrezygnowali z realizacji powyższych inwestycji i rozwiązali umowy dofinansowania. Kolejnych dwóch beneficjentów z uwagi na brak wsparcia

⁸¹ Certyfikaty „żółte” certyfikaty „czerwone” i certyfikaty „fioletowe”.

w formie „żółtych certyfikatów” zwróciło się do NFOŚiGW o wydłużenie okresu sprawozdawczego umów dofinansowania z uwagi na czasowe wyłączenie instalacji działających w wysokosprawnej kogeneracji, w których produkcja z uwagi na brak wsparcia była nieopłacalna.

Według TGPE, okres zwrotu nakładów w inwestycjach w wysokosprawnej kogeneracji określa się na 15 lat od czasu oddania jednostki do eksploatacji.

Zaniechania Ministra Gospodarki na rzecz zapewnienia trwałych zasad wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji spowodowały, że zagrożony jest cel wyznaczony na 2020 r. (podwojenie w stosunku do 2006 r. produkcji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji). Ponadto istnieje ryzyko niewykonania zadań inwestycyjnych w zakresie kogeneracji, ujętych w KPI, ze względu na nieopłacalność tych inwestycji w sytuacji braku stabilnych, długookresowych mechanizmów wsparcia.

Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej

Działania Ministra Gospodarki w zakresie opracowania programu redukcji CO₂ były nierzetelnie prowadzone, co w efekcie spowodowało nieskuteczność realizacji tego zadania. Przez ponad sześć lat nie przyjęto programu nakierowanego na redukcję gazów cieplarnianych. Prace nad projektem tego programu prowadzono w sposób niekonsekwentny i opieszale. NIK zauważa przy tym, że już w 2003 r. powstał pierwszy rządowy plan opracowania takiego programu (w *Polityce Klimatycznej Polski*, przyjętej przez RM w dniu 4 listopada 2003 r., w celach krótkookresowych do 2006 r. wymieniono zadanie opracowania krajowego programu redukcji emisji gazów cieplarnianych).

Założenia pierwszego Programu (NPREGC) zostały przyjęte w rok po terminie wskazanym w ówczesnym planie pracy Rady Ministrów. Po przyjęciu założeń do NPRGN w II półroczu 2011 r. MG wstrzymało prace nad Programem aż do połowy 2012 r., argumentując to Prezydenturą Polski w Radzie UE. Niemal przez rok, łącznie z procedurą wyboru wykonawców, trwało opracowanie analiz do NPRGN, które odebrano w I kwartale 2014 r.

NIK, uwzględniając bardzo szeroki zakres analiz i konsultacji przy opracowywaniu NPRGN, wskazuje na niewłaściwą kolejność podejmowanych działań. Najpierw opracowano założenia Programu (w sierpniu 2011 r.), a dopiero potem podjęto prace analityczne diagnozujące problem. Prace nad diagnozą, które powinny zapoczątkować proces tworzenia Programu, podjęto w

⁸² Prezes NFOŚiGW w piśmie z dnia 12 lutego 2016 r. (znak: NFOŚiGW-ZW.0910.8.2016) poinformował NIK, że w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Działania 9.1. Wysokosprawne wytwarzanie

2012 r., czyli po upływie ponad dwóch lat od zainicjowania projektu i blisko pół roku po przyjęciu założeń przez Radę Ministrów.

Należy podkreślić, że opóźnienie prac nad projektem NPRGN do zakończenia kontroli, tj. lutego 2016 r., wynosiło trzy lata w stosunku do planowanego przez Radę Ministrów terminu (planowano przyjęcie NPRGN przez RM w 2013 r.). Według przyjętych założeń, NPRGN miał być bezpośrednio powiązany z realizacją KPI. Właściwym powinno więc być opracowanie NPRGN, określającego cele gospodarki w zakresie zmniejszenia emisji gazów, zanim został opracowany KPI. Zadania inwestycyjne zawarte w KPI powinny bowiem wynikać ze strategii określonej w NPRGN. Tymczasem wynikający z regulacji EU ETS termin zgłoszenia KPI do akceptacji Komisji Europejskiej upływał w we wrześniu 2011 r., a więc w terminie w którym w MG nie podjęto jeszcze prac nad diagnozą problemu.

3.2.2. Realizacja zadań wynikających z EU ETS

3.2.2.1. Charakterystyka działalności sektorów gospodarki emitujących gazy cieplarniane

Systemem EU ETS objęte zostały instalacje z sektora elektroenergetycznego oraz z innych sektorów przemysłowych, takich jak przemysł chemiczny, cukrowniczy, rafineryjny, cementowy, wapienniczy, papierniczy, metalurgiczny, koksowniczy, szklarski, ceramiczny i drewnopochodny. Według stanu na 31 grudnia 2014 r. systemem EU ETS w Polsce objętych było 746 instalacji. Podział na poszczególne sektory był następujący:

SEKTOR	LICZBA INSTALACJI
Przemysł elektroenergetyczny:	343
Ciepłownie zawodowe	234
Elektrociepłownie przemysłowe	34
Elektrociepłownie zawodowe	51
Elektrownie zawodowe	24
Przemysł metalurgiczny:	53
Hutnictwo żelaza i stali	43
Hutnictwo metali nieżelaznych	10
Przemysł cementowy	10
Przemysł ceramiczny	55
Przemysł chemiczny	38
Przemysł cukrowniczy	42
Przemysł drewnopochodny	19
Przemysł koksowniczy	10

energii zawarto 19 umów, z których rozwiązano 5. W ramach Programu Priorytetowych zawarto 8 umowy.

Przemysł papierniczy	25
Przemysł rafineryjny	17
Przemysł szklarski	42
Przemysł wapienniczy	11
Przemysł pozostały	81

Źródło: dane KOBiZE

W przypadku większości sektorów, od 2013 r. zakładany był deficyt liczby bezpłatnych uprawnień do emisji w stosunku do prognozy emisji i w związku z tym konieczny był zakup uprawnień do emisji, np. na aukcji. Prognoza deficytu uprawnień w poszczególnych sektorach przedstawiała się następująco:

	2013	2014	2015	2020
Ciepłownie zawodowe	-2 136 556	-3 162 269	-4 080 731	-6 884 687
Elektrociepłownie przemysłowe	-616 605	-838 577	-1 058 083	-1 910 606
Elektrociepłownie zawodowe	-7 509 479	-9 312 078	-9 735 546	-22 526 678
Elektrownie zawodowe	-48 495 403	-53 789 174	-60 144 128	-116 369 660
Hutnictwo metali nieżelaznych	738 041	674 033	605 946	266 692
Hutnictwo żelaza i stali	-234 609	-516 132	-837 172	-2 593 429
Przemysł cementowy	-573 955	-733 105	-894 128	-1 724 169
Przemysł ceramiczny	23 769	4 774	-14 408	-112 839
Przemysł chemiczny	-209 761	-436 375	-692 765	-2 081 084
Przemysł cukrowniczy	-536 690	-556 430	-580 415	-715 560
Przemysł drewnopochodny	602 903	581 779	560 282	449 222
Przemysł koksowniczy	32 826	-13 102	-61 965	-323 437
Przemysł papierniczy	-389 879	-421 941	-456 706	-634 271
Przemysł pozostały	-555 168	-714 542	-867 504	-1 520 394
Przemysł rafineryjny	-1 850 064	-2 020 356	-2 216 828	-3 313 511
Przemysł szklarski	-139	-28 336	-56 796	-202 450
Przemysł wapienniczy	-256 091	-290 502	-324 901	-495 852
Razem	-61 966 859	-71 572 332	-80 855 847	-160 692 712

Źródło: Opracowanie KOBiZE

Kontroli poddano 139 instalacji, z których 63 należało do sektora elektroenergetycznego⁸³, 20 do sektora przemysłu chemicznego, 18 – przemysłu cukrowniczego, 15 – przemysły rafineryjnego, sześć hutnictwa metali nieżelaznych, sześć przemysłu koksowniczego, po jednej – do innych sektorów. Z kontrolowanych instalacji 13 zostało objętych systemem EU ETS od 2013 r. (instalacje funkcjonowały przed tym rokiem, a od 1 stycznia 2013 r. spełniały warunki objęcia systemem), siedem instalacji zostało oddanych do użytkowania i tym samym objętych systemem EU ETS w czasie trwania III okresu rozliczeniowego (w latach 2013-2015), dziewięć instalacji przestało spełniać przesłanki uczestnictwa w systemie EU ETS (ze względu na zbyt małą moc cieplną nominalną, tj. poniżej 20 MW_e), w tym siedem zakończyło pracę i zostało trwale wyłączonych z eksploatacji. W przypadku 135 instalacji monitorowanym gazem cieplarnianym,

był CO₂ a w przypadku czterech instalacji należących do sektora przemysłu chemicznego monitorowano emisję N₂O.

Nie wystąpiły przypadki ubiegania się o czasowe wyłączenie skontrolowanych instalacji czy też podziału instalacji.

Wszystkie instalacje posiadały pozwolenia zintegrowane, w których ustalono warunki wprowadzania gazów cieplarnianych do powietrza oraz maksymalne wielkości dla emisji przemysłowych (SO₂, NO_x, pyły i inne), a także zezwolenia na handel uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, których integralną częścią były plany monitorowania. Nie wystąpiły przypadki cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia pod względem przyczyn, o których mowa w art. 194-196 *POŚ*. Wystąpił jeden przypadek opóźnienia (8-miesięcznego) w zgłoszeniu do KOBiZE nabycia instalacji objętej systemem EU ETS.

Dla ośmiu instalacji ubiegano się o przyznanie uprawnień z rezerwy krajowej w związku z dokonanymi zmianami w instalacji bądź zwiększeniem produkcji. Łącznie wystąpiono o wydanie 1 484 125, a uzyskano 1 268 690 bezpłatnych uprawnień, co stanowiło 85,5% liczby wnioskowanych uprawnień. Przyczyną uzyskania mniejszej liczby uprawnień od wnioskowanej był przede wszystkim brak bezpłatnych uprawnień w rezerwie krajowej. Prowadzący instalacje występowali również (od 2013 r.) o przydział uprawnień z rezerwy UE. Dla ośmiu instalacji wnioskowano o przydział 1 993 080 bezpłatnych uprawnień, z czego uzyskano 700 136. Dla jednej instalacji – rafinerii ropy naftowej, prowadzonej przez Grupę Lotos SA, do dnia zakończenia czynności kontrolnych nie została wydana decyzja o przyznaniu 1 292 944 bezpłatnych uprawnień.

W latach 2008-2014 w siedmiu instalacjach (5% instalacji poddanych kontroli) stwierdzono przekroczenie dopuszczalnych wielkości emisji gazów przemysłowych określonych w pozwoleniach zintegrowanych. W jednym przypadku naliczona została kara.

W latach 2011-2012 nastąpiło przekroczenie dopuszczalnej emisji pyłu do powietrza z instalacji Zakład Wytwarzanie Nowa. Dopuszczalna emisja pyłu została określona na poziomie 415,4 Mg/rok, a emisja rzeczywista wyniosła 698,0 Mg w 2011 r. i 925,0 Mg w 2012 r. Przyczyną przekroczenia wielkości emisji pyłu było prowadzenie produkcji w kotłach gazowo-węglowych, podczas gdy pozwolenie zintegrowane (po zmianach) określało limity emisji uwzględniające eksploatację kotła OPG-430, przystosowanego do spalania gazu wielkopieczowego i gazu koksowniczego. Ze względu na brak możliwości eksploatacji kotła OPG-430, produkcja była prowadzona kotłami gazowo-węglowymi, co spowodowało przekroczenie emisji pyłu. W wyniku kontroli przeprowadzonej przez

⁸³ W tym: 25 ciepłowni zawodowych, 18 elektrociepłowni zawodowych, 14 elektrowni zawodowych oraz 6 elektrociepłowni przemysłowych.

WIOŚ w Katowicach została nałożona kara za przekroczenie dopuszczalnej emisji pyłu w łącznej wysokości 2 955,2 tys. zł. Tauron Ciepło występował do WIOŚ o odroczenie terminu płatności kary. Po przeprowadzeniu działań inwestycyjnych związanych z: modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 4, przystosowaniem kotła OPG-430 do spalania wyłącznie paliw gazowych oraz modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 2 na łączną kwotę 4 610,0 tys. zł (tj. kwotę przewyższającą orzeczoną karę) Zakład Wytwarzania Nowa otrzymał decyzje orzekające zmniejszenie kary do wysokości poniesionych nakładów modernizacyjnych – nakłady modernizacyjne były wyższe niż wartość nałożonej kary, w związku z czym nie było konieczności uiszczenia kary. Mimo podjęcia działań naprawczych, w 2014 r. nastąpiło kolejne przekroczenie wielkości emisji pyłu z tej instalacji. Emisja rzeczywista wyniosła 393,7 Mg, przy dopuszczalnej 331,6 Mg.

3.2.2.2. Zarządzanie emisjami, monitorowanie i rozliczanie emisji

Prowadzący instalacje objęte systemem EU ETS opracowali plany monitorowania emisji. Plany były dostosowywane do zmieniających się warunków eksploatacji instalacji i przepisów prawa. We wszystkich instalacjach monitorowanie emisji CO₂ odbywało się metodą obliczania wielkości emisji poprzez przemnożenie wartości: danych dotyczących działalności (ilość paliwa lub zużytego procesowego materiału wsadowego przemnożonego przez wartość opałową), współczynnika emisji, współczynnika utleniania (dla emisji z procesów spalania) lub współczynnika konwersji (dla emisji z procesów technologicznych). Współczynniki obliczeniowe były wyznaczane na podstawie analiz laboratoryjnych, albo z zastosowaniem wartości domyślnych, w tym tabel zawierających dane na temat wartości opałowych i wskaźników emisji CO₂ dla paliw wykorzystywanych w gospodarce krajowej w danym roku. Monitorowanie emisji N₂O (z czterech instalacji: „produkcji kwasu azotowego”, prowadzonej przez Anwil SA, „jednostki produkcyjne”, prowadzonej przez Grupę Azoty SA w Tarnowie, „Zakłady Azotowe Puławy SA”, prowadzonej przez Grupę Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” SA i „ZAK Spółka Akcyjna”, prowadzonej przez Grupę Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA) oparto na automatycznym systemie pomiarów ciągłych⁸⁴. Roczna wielkość emisji CO₂e określana była na podstawie iloczynu emisji rocznej N₂O z produkcji kwasu azotowego pomnożonej przez współczynnik ocieplenia globalnego⁸⁵.

Prawidłowość wykonywania obowiązku w zakresie monitorowania emisji CO₂ zbadano na przykładzie 15 instalacji, które w 2014 r. wyemitowały łącznie 52 131 713 Mg CO₂, co stanowiło 49,9% emisji CO₂ ze wszystkich instalacji objętych kontrolą w 2014 r. Stwierdzono, że monitorowanie przebiegało zgodnie z metodyką określoną w planach monitorowania i warunkami określonymi w zezwoleniu, a także zgodnie z przepisami

⁸⁴ Nieprzerwany pobór próbek gazów resztkowych z instalacji z analizowaniem stężenia i znormalizowanego przepływu gazów w krótkich przedziałach czasowych.

⁸⁵ Współczynnik globalnego ocieplenia dla N₂O wynosił 298 Mg CO₂(e)/Mg N₂O.

rozporządzenia z 2008 r. w sprawie monitorowania wielkości emisji i rozporządzeniem Komisji z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania.

Dla wszystkich instalacji sporządzano raporty roczne o wielkości emisji i terminowo, tj. do 31 marca następującego po roku rozliczeniowym, przekazywano je do KASHUE/KOBiZE. Zakres informacji zawarty w przekładanych raportach za lata 2008-2012 był zgodny z *rozporządzeniem z 2008 r. w sprawie monitorowania wielkości emisji*. Raporty były zweryfikowane przez uprawnionych weryfikatorów. Stwierdzono jeden przypadek braku weryfikacji raportu przez uprawnionego weryfikatora.

EuRoPol GAZ SA przekazał niezweryfikowany raport roczny za 2008 r. dla tłoczni gazu. Raport został wstępnie zweryfikowany bez zastrzeżeń przez audytora, nie został podpisany z powodu niewydania do tego czasu zezwoleń na uczestnictwo w systemie EU ETS. Zezwolenia dla poszczególnych tłoczni zostały wydane w okresie od 27 marca do 17 kwietnia 2009 r., weryfikacji raportu dokonano w dniu 27 kwietnia 2009 r., a w dniu 29 kwietnia 2009 r. Spółka doręczyła zweryfikowany raport roczny za 2008 r. do KASHUE.

Wnoszone przez weryfikatorów uwagi do raportów nie dotyczyły wielkości emisji, a jedynie zapewnienia nadzoru nad układami pomiarowymi, m.in. poprzez regularne wzorcowanie, regulację i kontrolę stosowanych układów pomiarowych.

Prowadzący instalacje wywiązywali się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji (do dnia 30 kwietnia roku następującego po okresie rozliczeniowym). Dla wszystkich objętych kontrolą instalacji umorzono uprawnienia w ilości odpowiadającej rzeczywistej emisji CO₂. Stwierdzono jeden przypadek nieumorzenia uprawnień w związku z zaprzestaniem działalności instalacji.

W terminie do 1 października 2007 r. nie umorzono uprawnień przyznanych dla instalacji Ciepłownia Zawodzie w Częstochowie, w związku z zaprzestaniem z dniem 1 lipca 2007 r. działalności w tej instalacji. Nie wykonano tym samym obowiązku wynikającego z art. 32 ust. 1 i 2 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*, który w przypadku likwidacji instalacji objętej systemem EU ETS zobowiązuje prowadzącego instalację do rozliczenia przyznanych uprawnień (które ulegają umorzeniu z dniem zaprzestania produkcji) w ciągu trzech miesięcy od dnia zaprzestania produkcji w instalacji. Prezes URE cofnął z dniem 1 lipca 2007 r. koncesję na wytwarzanie ciepła dla Ciepłowni Zawodzie ze względu na trwałe zaprzestanie działalności gospodarczej, w związku z czym prowadzący instalację zobowiązany był w terminie do 1 października 2007 r. umorzyć uprawnienia przyznane dla tej instalacji. Umorzenie uprawnień nastąpiło dopiero w wyniku otrzymanego od KOBiZE pisma z dnia 18 kwietnia 2012 r. Przyznane bezpłatne uprawnienia w liczbie 6 596 zostały sprzedane za kwotę 121,2 tys. zł., a umorzone zostały uprawnienia przyznane jedynie na 2012 r. (w liczbie 1 649).

Na lata 2008-2012 instalacjom objętym kontrolą na podstawie *rozporządzenia w sprawie KPRU* przyznano łącznie 483 621 051 bezpłatnych uprawnień. Rzeczywista emisja CO₂ w tych latach wyniosła 500 152 535 Mg, a niedobór przyznanych bezpłatnych uprawnień w stosunku do

rzeczywistej emisji wyniósł 16 531 482 (3 % rzeczywistej emisji CO₂). Na lata 2013-2014 na podstawie *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* oraz *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną* przyznano łącznie 123 389 744 bezpłatnych uprawnień. Rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 216 035 786 Mg. Niedobór przyznanych bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji wyniósł 92 645 355 (43 % rzeczywistej emisji). Łącznie w latach 2008-2014 niedobór bezpłatnych uprawnień wyniósł 109 176 431 (15,2% rzeczywistej emisji w tych latach). W latach 2008-2014 prowadzący instalacje oprócz bezpłatnych uprawnień EUA, wykorzystywali do rozliczenia rzeczywistej emisji poświadczone jednostki redukcji CER oraz ERU, które nabywali na rynku transakcji wymiany (EUA na CER lub ERU) lub zakupu. Spółki w pełni wykorzystywały możliwość umorzenia emisji jednostkami CER lub ERU.

Dla instalacji, które otrzymały bezpłatne uprawnienia w latach 2008-2012 wykorzystano jednostki CER lub ERU w ilości odpowiadającej 10% przyznanych bezpłatnych uprawnień plus 1% na okres 2013-2020⁸⁶. Dla instalacji objętych systemem EU ETS od 1 stycznia 2013 r. prowadzący instalacje na bieżąco wykorzystywali możliwość umorzenia 4,5% zweryfikowanej rzeczywistej jednostkami CER lub ERU. Łącznie w latach 2008-2014 rzeczywista emisja 715 911 419 Mg CO₂ została pokryta m.in. 521 234 911 uprawnieniami EUA i 39 444 937 uprawnieniami ERU/CER.

3.2.2.3. Realizacja KPI

Uzyskanie bezpłatnych uprawnień do emisji przez podmioty wytwarzające energię elektryczną było uwarunkowane koniecznością realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI. W tym celu wytwórcy energii przedstawiali sprawozdania rzeczowo-finansowe dokumentujące poniesione koszty inwestycyjne na realizację zadań ujętych w KPI, za które otrzymywali ekwiwalent w postaci uprawnień do emisji⁸⁷.

Konieczność sporządzania tych sprawozdań przez podmioty objęte derogacją dla energetyki została przewidziana w art. 10c ust. 4 *dyrektywy EU ETS* i doprecyzowana w pkt 65 Wytucznych KE. W okresie objętym kontrolą, wytwórców energii obowiązywały trzy okresy sprawozdawcze: 25.06.2009 r. – 30.06.2013 r., 1.07.2013 r. – 30.06.2014 r. oraz 1.07.2014 r. – 30.06.2015 r.

⁸⁶ Przy rozliczeniu emisji za lata 2008-2012 z czterech instalacji prowadzonych przez PGNiG SA nie skorzystano z możliwości umorzenia rzeczywistej emisji CO₂ jednostkami CER/ERU.

⁸⁷ Przy określeniu liczby uprawnień wynikającej z wysokości kosztów kwalifikowanych poniesionych na realizację zadania inwestycyjnego przyjęto wartość jednego uprawnienia jako 14,78 euro w latach 2013-2014 i 20,38 euro w latach 2015-2020 a kurs wymiany walutowej euro/zł został wyznaczony na kwotę 4,0 zł za 1 euro.

Łączne koszty kwalifikowane realizacji zadań ujętych w KPI w okresie sprawozdawczym 2009/2013 wyniosły 13 628 339 380 zł⁸⁸. Wykorzystanie możliwego w 2013 r. przydziału wyniosła łącznie 65 992 703 uprawnień, przy maksymalnym możliwym limicie 77 816 762 uprawnień do wykorzystania. Łączne koszty kwalifikowane realizacji zadań inwestycyjnych (wyrażone w cenach za 2010 r.) w 2014 r. osiągnęły poziom 4 263 375 227 zł. Przydział bezpłatnych uprawnień w 2014 r. został wykorzystany w łącznej liczbie 52 826 465 uprawnień do emisji, podczas gdy maksymalny limit wynosił 84 082 475, z czego 11 824 059 stanowiły niewydane uprawnienia za 2013 r.

System nadzoru nad realizacją zadań inwestycyjnych ujętych w KPI, objętych pomocą publiczną w formie bezpłatnych uprawnień do emisji gazów, w kontrolowanym okresie nie działał prawidłowo ze względu na brak uregulowań prawnych oraz nieprzeprowadzenie przez Ministra Środowiska analizy i weryfikacji zbieranych danych sprawozdawczych.

Z uwagi na opóźnienia w pracach legislacyjnych nad *ustawą z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* Minister Środowiska nie miał do września 2015 r. podstawy prawnej do egzekwowania od podmiotów, objętych derogacją dla energetyki na podstawie art 10c *dyrektywy EU ETS*, sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji zadań inwestycyjnych. Nie miał także podstaw do żądania informacji o nieponiesieniu kosztów kwalifikowanych w tych okresach sprawozdawczych. Działanie Ministra Środowiska polegające na pozyskiwaniu od przedsiębiorców realizujących zadania ujęte w KPI sprawozdań wraz z opiniami weryfikatorów niezbędnych do wydania poszczególnym podmiotom bezpłatnych uprawnień, w sytuacji braku odpowiednich narzędzi prawnych do wyegzekwowania takiego obowiązku, NIK uznaje za celowe i rzetelne. Należy jednak przy tym zauważyć, że brak odpowiednich regulacji prawnych było wynikiem wcześniejszych nieprawidłowości w pracach legislacyjnych Ministra Środowiska. NIK wskazuje ponadto, że do czasu zakończenia niniejszej kontroli, tj. do 12 lutego 2016 r., nadal brak było aktów wykonawczych do *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* określających wzory formularzy dotyczących sprawozdawczości oraz wskaźników zgodności.

Jako nierzetelne NIK ocenia działania Ministra Środowiska w zakresie monitorowania realizacji KPI na podstawie zebranych danych. Minister Środowiska ograniczył się bowiem jedynie do rozliczenia bezpłatnych uprawnień należnych z tytułu realizacji inwestycji objętych KPI. Nie podjął natomiast analizy stanu realizacji KPI.

Minister Środowiska nie przeprowadzał analiz pod kątem zaprzestanych, opóźnionych i zakończonych zadań inwestycyjnych ujętych w KPI. W ocenie NIK prowadzenie rzetelnego nadzoru przez MŚ wymagało takich czynności analitycznych w celu oceny przebiegu realizacji zadań zgłoszonych przez podmioty do planu inwestycyjnego. Izba nie podzieliła argumentacji wyrażonej w wyjaśnieniach Zastępcy Dyrektora DOP, że do

⁸⁸ 3 407 084 845 euro (przy przyjętym kursie 4 zł za 1 euro).

wejścia w życie *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* brak było podstaw prawnych do takich działań. Brak przepisów nie stanowił przeszkody, by urzędnicy dokonywali analizy informacji, o które zwracali się do przedsiębiorców i które były w ich posiadaniu.

Przez ponad dwa lata i osiem miesięcy trzeciego okresu rozliczeniowego nie funkcjonował mechanizm wskaźników zgodności. Do dnia 9.09.2015 r. (daty wejścia w życie *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*) nie były bowiem uregulowane zasady określania tych wskaźników, ich zatwierdzania oraz rozliczania na ich podstawie efektów poszczególnych inwestycji.

Osiągnięcie wskaźników zgodności było warunkiem potwierdzenia praw do przyznanych bezpłatnych uprawnień do emisji gazów. Tymczasem Minister Środowiska, w wyniku własnych zaniedbań w sferze legislacyjnej, nie mógł skorzystać z tego narzędzia nadzoru nad zadaniami inwestycyjnymi ujętych w KPI. W ocenie NIK, niecelowe i nierzetelne było też zwracanie się przed wejściem w życie *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami* do podmiotów realizujących poszczególne inwestycje o przedkładanie wskaźników zgodności, a następnie zaniechanie jakiegokolwiek analizy przekazanych wskaźników. Nakładanie na przedsiębiorców obowiązków informacyjno-sprawozdawczych, które do niczego nie były wykorzystywane, w sposób nieuzasadniony zwiększało biurokratyczną uciążliwość systemu EU ETS i narażało podmioty prowadzące instalacje na niepotrzebne koszty (np. związane ze zlecaniem firmom zewnętrznym opracowania takich wskaźników).

MŚ nie podejmowało działań w celu wyegzekwowania złożenia sprawozdań przez podmioty wymienione w KPI, ponieważ – jak wynika z wyjaśnień Zastępcy Dyrektora DOP – realizacja zadań inwestycyjnych ujętych w KPI była dobrowolna. W związku z powyższym przypadki niezłożenia sprawozdań za dwa pierwsze okresy sprawozdawcze nie były monitorowane.

Z danych DOP wynika, że z 378 zadań inwestycyjnych ujętych w KPI za okres 25.06.2009 r. - 30.06.2013 r. sprawozdania przedstawiające koszty kwalifikowane złożono dla 191 zadań inwestycyjnych, a za okres 1.07.2013 r. - 30.06.2014 r. – dla 158 zadań. Ponadto MŚ otrzymało 106 informacji o nieponiesieniu kosztów, przekazanych do KOBiZE przez podmioty za okres 1.07.2013 r. - 30.06.2014 r.

Polska wywiązała się z obowiązków wynikających z art. 10c ust. 1 i ust. 4 *dyrektywy EU ETS*. Minister Środowiska w porozumieniu z Ministrem Gospodarki sporządzili sprawozdanie za rok 2013 z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI (obejmujący koszty poniesione za okres 25.06.2009 r. - 30.06.2013 r.) i za rok 2014.

Raporty, sporządzane w oparciu o informacje i dane przekazane przez realizujących zadania inwestycyjne w sprawozdaniach rzeczowo-finansowych, zostały przekazane KE w wyznaczonym terminie, tj. 30.01.2013 r. i 19.12.2014 r. Zostały także podane do

publicznej wiadomości (z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa) na stronie internetowej MŚ.

Spółki objęte kontrolą zgłosiły 137 zadań inwestycyjnych do KPI, z czego zakwalifikowano 116. Z niezakwalifikowanych 21 zadań sześć dotyczyło budowy instalacji odsiarczania oraz odazotowania spalin, a więc nie mieściło się w zakresie derogacji dla energetyki, a dla 15 zadań władze polskie nie były w stanie przedstawić dowodów potwierdzających, że zgłoszone inwestycje wykraczają poza początkowy plan inwestycyjny, przyczyniając się do modernizacji instalacji wytwarzającej energię elektryczną. Sam fakt, że inwestycja dotycząca instalacji, dla której proces inwestycyjny faktycznie rozpoczęto przed dniem 31 grudnia 2008 r. dostarcza nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej, nie był wystarczający, by spełnić wymóg modernizacji.

Ze 116 zakwalifikowanych do KPI zadań do końca okresu objętego kontrolą, tj. do 12 lutego 2016 r., skontrolowane podmioty zrealizowały 42 zadania, a 39 znajdowało się w trakcie realizacji. Do końca okresu objętego kontrolą podjęto łącznie realizację 81 zadań, tj. 69,8% ogółu zakwalifikowanych do KPI. Nie podjęto realizacji 35 zadań, przy czym z 14 zrezygnowano, a realizacja 21 zadań została wstrzymana. Większość nierealizowanych oraz wstrzymanych zadań dotyczyło kogeneracji, w związku z wysokimi cenami gazu oraz brakiem wsparcia kogeneracji w dłuższej perspektywie.

Przykładowo:

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA zrezygnowała z sześciu zadań, w tym m.in. budowy nowych bloków zasilanych gazem wysokometanowym w Elektrociepłowni Kielce (o mocy elektrycznej ok. 100 MWe) oraz gazem systemowym w Elektrociepłowni Lublin (o mocy 136 MWe i 93 MWe), a także z budowy Elektrowni Lublin w pobliżu Kopalni Węgla Kamiennego Bogdanka, składającej się z dwóch bloków energetycznych o mocy po 800 MWe (w trakcie uzgadniania warunków realizacji inwestycji pojawiły się problemy zapewnienia wody dla projektowanej elektrowni oraz konieczność realizacji inwestycji towarzyszących, tj. uszczelnienia Kanału Wieprz-Krzna na długości 38 km, wybudowania zbiorników wody na terenie KWK Bogdanka oraz zwiększenia retencji w zbiorniku Dratów).

Energetyka Ciepła Opolszczyzna SA wstrzymała realizację dziewięciu zadań zakwalifikowanych do KPI, dotyczących budowy układów wysokosprawnej kogeneracji opartych o paliwo gazowe. Powodem odstąpienia od realizacji stała się ich ekonomiczna nieopłacalność. Z dniem 31 grudnia 2012 r. wygasł system zapewniający wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w gazowej kogeneracji oparty na tzw. „żółtych” certyfikatach. Został on przywrócony z dniem 1 maja 2014 r., lecz jedynie na okres do 31 grudnia 2018 r. Brak stabilnych mechanizmów wsparcia gazowej kogeneracji spowodował, że decyzje o realizacji nowych układów obarczone są dużym ryzykiem inwestycyjnym. Przywrócenie wsparcia na okres czterech lat (do końca 2018 r.) nie gwarantuje zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych.

PGNiG Termika SA odstąpiła od realizacji projektu dotyczącego zastąpienia dotychczasowego kotła w Elektrociepłowni Siekierki kotłem o zerowej emisji (biomasa) ze względu na brak ekonomicznej opłacalności przedsięwzięcia.

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA w Tarnowie zrezygnowało z budowy modułu silników gazowych o mocy cieplnej i elektrycznej 10 MW. Decyzja ta podyktowana była niestabilną sytuacją na rynku paliwowym, w szczególności wysokimi podwyżkami cen paliwa gazowego, niekorzystnymi prognozami relacji cen paliwa gazowego do węglowego oraz nową prognozą cen uprawnień do emisji CO₂. Nieznany był również ostateczny kształt mechanizmów wsparcia kogeneracji, w tym kogeneracji na gazie ziemnym.

Z informacji udzielonych przez podmioty nieobjęte kontrolą⁸⁹ wynika, że ze zgłoszonych przez nie 111 zadań do KPI zakwalifikowano 101, z czego w latach 2008-2014 realizowano 65 inwestycji, a odstąpiono od realizacji 25 inwestycji (ponad 25% zakwalifikowanych do KPI). Jako przyczyny podmioty wskazywały najczęściej brak ekonomicznego uzasadnienia realizacji inwestycji. Przebieg realizacji 11 inwestycji był opóźniony, przy czym nie rozpoczęto realizacji siedmiu z nich.

Na realizację zadań ujętych w KPI skontrolowane podmioty zaplanowały wydatkowanie kwoty 76 076 519,9 tys. zł. Do 30.06.2015 r. wydatkowano 17 543 678,3 tys. zł (23,1% planu), a koszty kwalifikowane wyniosły 11 862 030,4 tys. zł. Liczba uprawnień do emisji zbilansowana wartością poniesionych nakładów inwestycyjnych wydana na rachunki instalacji (w latach 2013-2015) wyniosła 113 566 432. Liczba ta była mniejsza od możliwej do uzyskania liczby uprawnień przewidzianej do wydania w latach 2013-2015 w *rozporządzeniu z 2014r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* o 15 303 534 uprawnień.

Krajowej Spółce Cukrowej SA nie wydano 90 584 przyznanych uprawnień (spółka nie zgłosiła zadań do KPI), Miejskiemu Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej SA w Tarnowie nie wydano 16 414 bezpłatnych uprawnień (spółka w kontrolowanym okresie nie realizowała zadań ujętych w KPI), instalacjom prowadzonych przez spółki Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA nie wydano 14 164 229 uprawnień, a przez spółki Grupy Azoty SA 1 038 947 (ze względu na poniesione niższe koszty inwestycyjne na realizację zadań ujętych w KPI). Wszystkie pozostałe skontrolowane podmioty otrzymały liczbę uprawnień przewidzianą w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*. Nadwyżka kosztów inwestycyjnych do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego (2016-2019) wyniosła 4 954 083 tys. zł.

⁸⁹ W ramach kontroli uzyskano wyjaśnienia od 11 podmiotów (grup kapitałowych) prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS i korzystających z derogacji na podstawie art. 10c *dyrektywy EU ETS*.

Szczegółowej kontroli poddano realizację 30 zadań zakwalifikowanych do KPI (w tym 14 zakończonych)⁹⁰, na które zaplanowano wydatkowanie kwoty 15 832 472 tys. zł. Faktycznie wydatkowano 8 208 558 tys. zł, co stanowiło 51,8% zaplanowanych wydatków a koszty kwalifikowane wyniosły 7 533 879 tys. zł. We wszystkich poddanych analizie zadaniach realizowany zakres przedmiotowy zadania był zgodny z założeniami. W jednym przypadku stwierdzono nieprawidłowość w ustalaniu kosztów kwalifikowanych.

Grupa Azoty SA zleciła osobie prowadzącej działalność gospodarczą pod firmą DOM-MAT przygotowanie terenu pod budowę w ramach realizacji zadania ujętego w KPI „*Budowa nowej niskoprężnej turbiny 20 MW, współpracującej z turbinami przeciwprężnymi 102 MW, wzrost sprawności układu skojarzonego*”, za wynagrodzeniem w wysokości 39,9 tys. zł, podczas gdy taki zakres robót, w ocenie NIK, mieścił się w ramach kontraktu zawartego wcześniej z wykonawcą generalnym zadania. Jak wynika z wyjaśnień specjalisty ds. inwestycji przy wystawieniu tego zlecenia kierowano się zapisami prawa budowlanego, które określa prace przygotowawcze na terenie budowy, a zakresu tych prac nie obejmowała umowa z wykonawcą generalnym. NIK nie przyjął argumentacji, że powyższy zakres prac nie wchodził w zakres prac „przygotowanie terenu budowy” wykonywanych przez generalnego wykonawcę. Takie roboty mieściły się w przedmiocie umowy zawartej wcześniej z generalnym wykonawcą Zakładem Badawczo-Projektowym INWAT Sp. z o.o. Zlecenie wykonania prac innemu podmiotowi, za dodatkowym wynagrodzeniem, było w tej sytuacji działaniem skutkującym niegospodarnym wydatkowaniem środków w wysokości 39,9 tys. zł (brutto).

Dla 28 zadań spółki sporządziły i przekazały do KOBiZE sprawozdania rzeczowo-finansowe z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI za trzy okresy rozliczeniowe, dla dwóch zadań sprawozdania nie zostały sporządzone.

Z przebiegu realizacji inwestycji: nowy turbozespół ciepłowniczy TP-1 w Ciepłowni Centralnej w Opolu (PL- $\$$ -206) nie sporządzono sprawozdań rzeczowo-finansowych. Sprawozdania za okres rozliczeniowy od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r. nie sporządzono również dla inwestycji *Modernizacja Elektrociepłowni Miasto Jelenia Góra i przeniesienie mocy* (PL- $\$$ -309). Obie inwestycje były dofinansowywane ze środków w ramach POIiŚ 2007-2013 oraz *Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Opolskiego* na lata 2007-2013, a także środków krajowych. Kwoty uzyskanego dofinansowania nie mogły być rozliczone jako koszty kwalifikowane. Brak złożenia sprawozdań nie rodził dla Grupy ECO żadnych konsekwencji w aspekcie otrzymania darmowych uprawnień do emisji CO₂, bowiem Grupa posiada znaczną nadwyżkę kosztów kwalifikowanych w ramach zrealizowanych już inwestycji zgłoszonych do KPI ponad wartość przyznanych uprawnień.

Sprawozdania zawierały m.in. korekty planowanych nakładów inwestycyjnych (w części C pkt 7 sprawozdania), opis przyczyn opóźnienia realizacji zadania inwestycyjnego (w części F pkt 16

⁹⁰ Realizowanych w ośmiu a grupach kapitałowych i czterech spółkach objętych kontrolą .

sprawozdania), a także wyszczególnienie rzeczowych elementów zadania inwestycyjnego wraz z poniesionymi nakładami (w części E1 sprawozdania). Nie w pełni przejrzysty, niezgodny ze wzorem formularza, był natomiast sposób przedstawiania wydatków na zadania inwestycyjne w sprawozdaniach.

We wszystkich trzech sprawozdaniach rzeczowo-finansowych z realizacji zadania inwestycyjnego ujętego w KPI pod numerem PL- $\$$ -0284 *Modernizacja kotłowni, zastąpienie oleju gazem ziemnym* Grupa LOTOS SA nie wyszczególniała rzeczowych elementów zadania inwestycyjnego wraz z poniesionymi nakładami, tak jak to wynika z tabeli w części E1 sprawozdania pn. *Zestawienie rzeczowych elementów zadań inwestycyjnych zrealizowanych w okresie sprawozdawczym*. Wszystkie faktury i równoważne im dokumenty księgowe, świadczące o poniesionych na realizację zadania inwestycyjnego kosztach, spółka kwalifikowała do jednej grupy, określonej jako „rozbudowa instalacji zasilania gazem ziemnym i dostosowanie kotłowni elektrociepłowni do opalania gazem”. Podobnie Polski Koncern Naftowy Orlen SA we wszystkich sprawozdaniach rzeczowo-finansowych z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI pod numerem: PL- $\$$ -0178 i PL- $\$$ -0179 faktury i równoważne im dokumenty księgowe, świadczące o poniesionych na realizację zadań inwestycyjnych kosztach, kwalifikował do jednej grupy, określonej jako „Kocioł olejowo-gazowy OOG-420 Nr 8” dla zadania PL- $\$$ -0178 i „Budowa elektrowni gazowo-parowej we Włocławku wraz z infrastrukturą” dla zadania PL- $\$$ -0179.

Żadne ze sprawozdań nie zostało zakwestionowane zarówno w trakcie weryfikacji przez uprawniony podmiot, przez KOBiZE czy też Ministerstwo Środowiska. W ocenie NIK taki jednak sposób wypełnienia formularza sprawozdania nie pozwalał na rzetelną analizę kosztów poniesionych na realizację zadań i ich weryfikację pod względem kwalifikowania do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji. Wskazane było zatem doprecyzowanie zakresu rzeczowego poszczególnych wydatków tak, jak określa to formularz sprawozdania.

3.2.2.4. Nadzór nad EU ETS (nadzór nad realizacją obowiązków wynikających z EU ETS)

Nadzór Ministra Środowiska nad systemem EU ETS, poza nadzorem instytucjonalnym sprawowanym nad KOBiZE oraz IOŚ, polegał na sprawowaniu kontroli legalności zezwoleń na emisję gazów cieplarnianych wydawanych w formie decyzji administracyjnych przez organy samorządu terytorialnego oraz przekazywaniu do KE sprawozdań z realizacji zapisów *dyrektywy EU ETS*.

Zgodnie z art. 5 ust. 2 ustawy o systemie zarządzania emisjami, KOBiZE w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku winien przedłożyć Ministrowi Środowiska sprawozdanie z wykonania zadań za poprzedni rok kalendarzowy. Każdorazowo, w okresie objętym kontrolą KOBiZE, przedkładał Ministrowi Środowiska powyższe sprawozdanie w ustawowym terminie.

Przekładane sprawozdania były kompletne i nie budziły zastrzeżeń. Nie zachodziła więc przesłanka, o której mowa w art. 5 ust. 4 *ustawy z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami.*, do przeprowadzenia przez Ministra Środowiska do przeprowadzenia kontroli w zakresie zadań wykonywanych przez KOBiZE.

W terminie do 30 czerwca każdego roku za rok poprzedni Minister Środowiska zobowiązany był przekazać do KE sprawozdania ze stosowania przepisów *Dyrektywa EU ETS*. Sprawozdania za: 2008 r., 2010 r. i 2012 r. zostały złożone z opóźnieniem wynoszącym od 9 do 32 dni. Jak wynika z wyjaśnień Zastępcy Dyrektora DOP przyczynami opóźnień w złożeniu sprawozdania za rok 2008 i 2010 były „dłuższe niż zakładano prace wewnątrzresortowe oraz międzyresortowe”, zaś w odniesieniu do opóźnienia w złożeniu sprawozdania za rok 2012 – dokument uzgodniony i przyjęty przez KSE został przekazany przez właściwy departament merytoryczny MŚ do Biura Ministra MŚ z prośbą o przedłożenie go do KE w dniu 26.06.2013 r. i przedłożony KE za pomocą narzędzia informatycznego w dniu 17.07.2013 r.

Nadzór Ministra Środowiska nad realizacją PEK był wykonywany nieprawidłowo, zarówno ze względu na zaniechania w transpozycji odpowiednich przepisów UE, jak i bierność Ministra Środowiska w wypełnianiu swych zadań w ramach dostępnych środków. W szczególności niewykorzystywanie dostępnych danych o stanie realizacji KPI oraz zgłoszonych wskaźnikach zgodności do analizy i oceny postępów i spójności inwestycji z wymogami określonymi w *dyrektywie EU ETS* oraz Wytycznych KE należy ocenić jako nierzetelne wypełnianie obowiązków nałożonych na Ministra Środowiska w zakresie nadzoru nad systemem EU ETS.

System nadzoru nad realizacją zadań inwestycyjnych ujętych w KPI został przedstawiony w pkt. 2.3. *Informacji o wynikach kontroli.*

3.2.2.5. Działania w zakresie zapewnienia konkurencyjności polskiej gospodarki w warunkach wypełniania wymagań PEK

Minister Gospodarki, odpowiedzialny za dział energetyka, stwarzanie warunków spełnienia założeń *PEP2030* oraz rozwój konkurencyjności gospodarki, w niedostatecznym stopniu analizował uwarunkowania, mające wpływ na realizację zadań ujętych w KPI. W szczególności w MG nie przeanalizowano wpływu na realizację inwestycji skutków braku wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji i jedynie formalnie wykonywano zadania w zakresie monitorowania realizacji zadań inwestycyjnych zakwalifikowanych do KPI. Sprawozdania przekazywane KE stanowiły informację o wysokości poniesionych nakładów i liczbie wydanych w związku z tym bezpłatnych uprawnień, natomiast tylko pośrednio, przez pryzmat kosztów,

informowały o modernizacji polskiego sektora elektroenergetycznego co było warunkiem skorzystania z derogacji. DE MG odpowiedzialny za dział energetyka ograniczył swoją rolę do zgłaszania roboczych uwag do opracowywanych przez MŚ sprawozdań, uznając, że właśnie ten resort jest wiodący w zakresie ich sporządzania. W ocenie NIK, Minister Gospodarki posiada większe możliwości analizy sytuacji ekonomicznej podmiotów objętych systemem EU ETS niż Minister Środowiska. Stąd też, niezależnie od tego, że odpowiedzialnym za zatwierdzanie sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji inwestycji ujętych w KPI jest minister właściwy do spraw środowiska, Minister Gospodarki powinien prowadzić analizy efektów realizacji KPI z punktu widzenia zapewnienia celów polityki energetycznej, w tym bezpieczeństwa energetycznego. Możliwość uzyskania od MŚ sprawozdań rzeczowo-finansowych podmiotów realizujących zadania ujęte w KPI powinna wiązać się z ich analizą w MG w zakresie efektów wdrożenia derogacji, a w tym realizacji założeń KPI.

Zaniechanie przez ministra właściwego do spraw gospodarki analizy wpływu PEK na sytuację poszczególnych sektorów i podsektorów gospodarki NIK uznaje za nierzetelność. Uniemożliwiło to bowiem prawidłową ocenę, czy zaistniała konieczność wnioskowania do KE o włączenie do wykazu sektorów i podsektorów narażonych na „ucieczkę emisji” tych sektorów czy podsektorów, które nie zostały uwzględnione dotychczas, a wymagają takiej ochrony. W sytuacji przyznania odpowiedniego uprawnienia w ramach systemu EU ETS analiza powinna wskazywać, czy występuje potrzeba skorzystania z możliwości ochrony konkurencyjnej pozycji poszczególnych sektorów (podsektorów). Zgodnie z art. 10a ust. 13 *dyrektywy EU ETS* w przedmiotowym wniosku powinna zostać wykazana zasadność włączenia nowego sektora lub podsektora do wykazu w oparciu o sprawozdanie analityczne.

3.2.2.6. Koszty realizacji wymogów PEK

Koszty realizacji zadań związanych z dostosowaniem polskiego przemysłu do wymogów PEK ponosiły przede wszystkim podmioty prowadzące działalność skutkującą emisją gazów cieplarnianych.

Koszty administracji rządowej wynikały z realizacji zadań określonych w *ustawie z 2004 r. o handlu uprawnieniami*, *ustawie z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* oraz *ustawie z 2009 r. o systemie zarządzania emisjami*. Urzędnicy MŚ nie przedstawili kontrolerom NIK danych o szczegółowych kosztach zadań Ministra Środowiska w tym zakresie, ponieważ – jak wynika z wyjaśnień Zastępcy Dyrektora DOP pracownicy Departamentu zajmowali się nie tylko realizacją zadań wynikających z powyższych trzech ustaw, a wyszczególnienie ile godzin

pracy każdy z pracowników przeznaczal na realizację zadań z nich wynikających nie było możliwe.

Według przedstawionych szacunków, zadania wynikające z realizacji tych ustaw w okresie od 2008 r. do połowy 2015 r. realizowało od 9 do 16 pracowników MŚ⁹¹, a koszty ich wynagrodzeń wraz z pochodnymi wynosiły od 741,6 tys. zł do 1 083,3 tys. zł. Łączne wynagrodzenia osób nadzorujących w Ministerstwie realizację wymienionych ustaw⁹² wynosiły od 626,5 tys. zł do 1 067,3 tys. zł.

Wydatki w ramach działania 12.2.2.2 „Handel uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji oraz bilansowanie i zarządzanie emisjami”, wykazane przez MŚ w sprawozdaniach z wykonania wydatków budżetu państwa oraz budżetu środków europejskich w układzie zadaniowym RB-BZ1 za lata 2012 – I półrocze 2015, obejmowały głównie wynagrodzenia wraz z narzutami i wynosiły odpowiednio: 531,8 tys. zł, 675,0 tys. zł, 1 092,0 tys. zł (w tym wydatki majątkowe 192,0 tys. zł), 356,8 tys. zł (w tym wydatki majątkowe 7,8 tys. zł).

Zasady finansowania zadań KOBIZE, a wcześniej KASHUE oraz zasady ewidencji i rozliczania kosztów związanych z realizacją tych zadań w latach 2008-2015, zostały określone w porozumieniach⁹³ zawartych pomiędzy Ministrem Środowiska, Instytutem Ochrony Środowiska – Państwowym Instytutem Badawczym (IOŚ – PIB) oraz Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (KOBIZE/KASHUE).

Zgodnie z porozumieniami, zadania KOBIZE/KASHUE były finansowane ze środków NFOŚiGW uzyskanych z wpływów określonych w ustawach: z 2004 r. o handlu uprawnieniami (opłaty za przyznanie uprawnień do emisji, opłaty za wpis do Krajowego Rejestru Uprawnień do Emisji, kary pieniężne), z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami (opłaty za otwarcie i opłaty roczne za prowadzenie rachunku w Krajowym Rejestrze⁹⁴ oraz opłaty za wprowadzenie CO₂ do powietrza) oraz z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami (opłaty za otwarcie i opłaty

⁹¹ Przeciętne zatrudnienie w danym roku, uwzględniające wyłącznie naczelników wydziału i pracowników merytorycznych, którzy realizowali zadania wynikające ze wskazanych ustaw, a także inne zadania wynikające z ich zakresu obowiązków.

⁹² MŚ nie określiło w jakiej części etatu osoby nadzorujące (Sekretarz lub Podsekretarz Stanu, Dyrektor, Zastępcy Dyrektora) realizowały zadania wynikające ze wskazanych ustaw.

⁹³ Porozumienia: z 21 lutego 2006 r. (zmienione aneksem z 18 czerwca 2009 r.), z 1 kwietnia 2010 r. (zmienione aneksem z 29 grudnia 2011 r.), z 7 stycznia 2013 r. oraz z 19 lutego 2015 r.

⁹⁴ Krajowy rejestr jednostek Kioto i uprawnień do emisji, o którym mowa w art. 17 ust. 1 ustawy o systemie zarządzania.

roczne prowadzenie rachunku w rejestrze Unii⁹⁵). Środki na finansowanie zadań KOBIZE (KASHUE) były przekazywane IOŚ – PIB przez NFOŚiGW w formie zaliczek, których rozliczenie następowało na podstawie zbiorczych zestawień kosztów bieżących i wydatków inwestycyjnych.

Łączne koszty bieżące i wydatki inwestycyjne KASHUE wynosiły 14 327,6 tys. zł w 2009 r., 5 655,3 tys. w 2010 r. oraz 2 601,1 tys. zł w 2011 r.⁹⁶ Natomiast koszty i wydatki KOBIZE były następujące: 8 117,9 tys. zł w 2010 r., 13 418,8 tys. zł w 2011 r., 16 719,6 tys. zł w 2012 r., 14 917,4 tys. zł w 2013 r., 14 349,0 tys. zł w 2014 r.

Sposób prowadzenia ewidencji kosztów w KASHUE (KOBiZE) w latach 2009-2012 uniemożliwił wyodrębnienie kosztów ponoszonych przez te jednostki w związku z realizacją PEK. Obowiązujący w latach 2013-2014 podział kosztów KOBiZE na pięć grup realizowanych zadań, umożliwił oszacowanie kosztów dotyczących PEK, które – jak ustaliło KOBiZE – wyniosły 7 414 tys. zł w 2013 r. oraz 6 825 tys. zł w 2014 r.

W latach 2008-2014 prowadzący skontrolowane instalacje objęte systemem EU ETS ponieśli koszty realizacji obowiązków wynikających z postanowień PEK w wysokości 24 616 784,9 tys. zł. Ponad połowę 17 543 678,3 tys. zł (71,3%) stanowiły nakłady na realizację zadań inwestycyjnych zakwalifikowanych do KPI. Koszty zakupu uprawnień wyniosły 6 388 385,5 tys. zł (tj. 26,0%). Pozostałe 684 721,1 tys. zł (2,8% kosztów ogółem) stanowiły koszty opłat za wprowadzanie CO₂ do powietrza (625 854,8 tys. zł), koszty monitoringu i sprawozdawczości (35 185,2 tys. zł), koszty usług zewnętrznych (11 920,7 tys. zł) oraz inne koszty (3 666,3 tys. zł). Średni koszt na jedną instalację z sektora elektroenergetycznego wyniósł 187 341,1 tys. zł, a na jedną instalację z sektora innego niż elektroenergetyczny 36 804,1 tys. zł. 31 prowadzących uzyskało w latach 2008-2014 przychody z tytułu realizacji obowiązków wynikających z PEK w wysokości 3 215 653,7 tys. zł, z czego ponad 96,0% (3 104 231,9 tys. zł) stanowiły przychody uzyskane z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji.

3.2.3. Efekty EU ETS

3.2.3.1. Efekty ekologiczne

Łączna rzeczywista emisja CO₂ w latach 2008-2014 z 139 instalacji objętych kontrolą wyniosła 715 911 419 Mg. Emisja wzrosła z 103 412 589 Mg w 2008 r. do 104 404 989, tj. o 992 391 Mg, tj. o 1%, przy czym za 2008 r. rzeczywista emisja dotyczyła 115 instalacji a za 2014 r. 120

⁹⁵ Rejestr, o którym mowa w art. 3 pkt 17 ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami.

⁹⁶ W okresie od 1 stycznia do 20 czerwca 2011 r.

instalacji. Szczegółowej analizie poddano zmiany rzeczywistej emisji CO₂ w 2014 r. w odniesieniu do 2008 r. dla 108 instalacji (wszystkich instalacji poddanych kontroli, funkcjonujących i objętych systemem EU ETS w całym okresie kontrolnym). Rzeczywista emisja CO₂ z tych instalacji z 102 775 685 Mg w 2008 r. zmniejszyła się do 98 140 359 Mg w 2014 r., tj. o 4 635 326 Mg (4,5%). Zmniejszenie emisji (od 2 do 19%) nastąpił w 61 instalacjach a wzrost emisji (od 4 do 127%) w 47 instalacjach. Szczegółowej analizie poddano również zmiany rzeczywistej emisji CO₂ w 2014 r. w odniesieniu do 2008 r. w przeliczeniu na jednostkę produktu. Spadek emisji nastąpił w 64 instalacjach a wzrost w 44 instalacjach.

Największy (prawie czterokrotny) wzrost emisji (zarówno całkowitej jak i w przeliczeniu na jednostkę produktu) nastąpił w instalacjach elektrociepłowni EC-3 Głogów (z 252 241 Mg CO₂ w 2008 r. do 784 227 Mg CO₂ w 2014 r. i z 74,5 kg CO₂/GJ w 2008 r. do 234 kg CO₂/GJ w 2014 r.) i Elektrociepłowni EC-4 Legnica (z 57 039 Mg CO₂ w 2008 r. do 250 612 Mg CO₂ w 2014 r. i z 41,6 kg CO₂/GJ w 2008 r. do 184,8 kg CO₂/GJ w 2014 r.).

Prawie dwukrotnie wzrosła emisja z instalacji rafinerijnej (z 865 141 Mg CO₂ w 2008 r. do 1 510 232 Mg CO₂ w 2014 r.) i o 14,5% (z 270 207 Mg CO₂ w 2008 r. do 309 623 Mg CO₂ w 2014 r.) w instalacji elektrociepłowni Grupy LOTOS SA. W latach 2008-2011 spółka przeprowadziła inwestycję polegającą na rozbudowie instalacji rafinerijnych celem zwiększenia przerobu ropy naftowej z 6 do 10,5 mln Mg/rok. W ramach Programu 10⁺ wybudowano nową instalację destylacji atmosferyczno-próżniowej oraz szereg instalacji powodujących głębszy przerób ropy, jak również przeprowadzono modernizację istniejących instalacji produkcyjnych. Wzrost produkcji skutkowało znacznym wzrostem emisji CO₂. Natomiast działania spółki mające na celu zastosowanie gazu ziemnego do opalania pieców technologicznych, zmianę paliwa wsadowego do wytwórni wodoru (zastąpienie LPG i benzynę lekką gazem ziemnym) oraz poprawę sprawności kotłów w elektrociepłowni doprowadził do zmniejszenia współczynnika - kg CO₂/CWT⁹⁷ w latach 2010-2014 z 38,9 do 30,0. Tym samym Spółka zbliżyła się do współczynnika wzorcowego – 29,5 kg CO₂/CWT.

Wzrost rzeczywistej emisji w 2014 r. w porównaniu do 2008 r. nastąpił również w 12 (z 18 będących w posiadaniu) instalacjach należących do Krajowej Spółki Cukrowej SA. Największy wzrost o ponad 100% nastąpił z czterech instalacji – suszarni wysłodków (z 17 158 Mg CO₂ w 2008 r. do 34 860 Mg CO₂ w 2014 r.) a o 40,5% z siedmiu instalacji do produkcji wapna palonego (z 21 728 Mg CO₂ w 2008 r. do 30 528 Mg w 2014 r.). Z siedmiu posiadanych przez Krajową Spółkę Cukrową SA instalacji elektrociepłowni w czterech nastąpił wzrost emisji CO₂, łącznie o 25,5% (z 215 501 Mg CO₂ w 2008 r. do 270 490 Mg CO₂ w 2014 r.). Natomiast wzrost emisji CO₂ na jednostkę produktu (100 Mg cukru) nastąpił w pięciu instalacjach (w jednej do produkcji wapna i czterech do produkcji wysłodków). Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Techniczno-

⁹⁷ Współczynnik CWT – współczynnik uwzględniający złożoność rafinerii. Materiały wsadowe do różnych instalacji przeliczane są, przy zastosowaniu odpowiedniego przelicznika na równowartość tonażu przerobionej ropy naftowej. Benchmark Unijny charakteryzujący 10% najmniej emisyjnych rafinerii w Europie równy jest 29,5 Kg CO₂/CWT.

Produkcyjnego⁹⁸ w przypadku zwiększonego skupu surowca, ilość spalane go węgla rośnie, a wraz z nim emisja gazów, niezależnie od poniesionych nakładów inwestycyjnych na modernizację technologii produkcji cukru.

Zmniejszenie zarówno sumarycznej wielkości emisji w 2014 r. w porównaniu do 2008 r., jak i w przeliczeniu na jednostkę produktu (jednostkę energii cieplnej i jednostkę energii elektrycznej) nastąpiło przede wszystkim w instalacjach zaliczonych do przemysłu elektroenergetycznego.

Łączna emisja CO₂ z 9 (na 14 poddanych analizie) instalacji prowadzonych przez spółki Grupy Tauron Polska Energia SA zmniejszyła się z 17 906 647 Mg w 2008 r. do 12 830 695 Mg w 2014 r. (o 5 075 959 Mg, tj. o 28,3%). W największym stopniu miało to miejsce w instalacjach, w których prowadzone były zadania inwestycyjne ujęte w KPI. Największy spadek emisji CO₂ (z 5 664 891 Mg do 3 950 789 Mg, tj. o 30,3%) nastąpił w instalacji Elektrociepłownia Jaworzno II Elektrownia III, gdzie prowadzono 7 z 14 zadań inwestycyjnych w ramach KPI.

Łączna emisja z 2 (na 5 poddanych analizie) instalacji PGNiG Termika SA (Elektrociepłownia Siekierki i Elektrociepłownia Żerań zmniejszyła się z 5 892 957 Mg w 2008 r. 5 429 855 Mg w 2014 r. (o 463 102 Mg, tj. o 7,8%). W instalacjach tych realizowano łącznie osiem zadań ujętych w KPI (w Elektrociepłowni Żerań pięć zadań a w Elektrociepłowni Siekierki trzy zadania).

Rzeczywista wielkość emisji CO₂ z jednej instalacji prowadzonej przez OPEC INEKO Sp. z o.o.⁹⁹ z 150 923 w 2008 r. zmniejszyła się do 130 331 Mg w 2014 r. Było to wynikiem wzrostu udziału energii chemicznej biomasy w finalnej produkcji ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji (w latach 2008-2014 udział ten wzrósł z 2 do 23% a emisja unikniona w związku zastąpieniem mialu węglowego biomasą wyniosła 291 293 Mg CO₂).

3.2.3.2. Skutki ekonomiczne

Finansowe skutki działań związanych z wypełnianiem wymogów PEK

W latach 2008-2014 prowadzący skontrolowane instalacje ponieśli koszty realizacji obowiązków wynikających z postanowień PEK (bez uwzględnienia wydatków na zadania w KPI) w wysokości 7 073 106,6 tys. zł. Koszty te z 213 407,5 tys. zł w 2008 r. wzrosły do 1 344 270,9 tys. zł., przy czym w 2008 r. koszt zakupu uprawnień stanowił 51,7% poniesionych kosztów a w 2014 r. 96,7% poniesionych kosztów.

W żadnym z kontrolowanych podmiotów nie wystąpiło ograniczenie produkcji z powodu potrzeby ograniczenia pracy instalacji emitującej gazy objęte systemem EU ETS ze względu na wzrost kosztów produkcji spowodowanej kosztami funkcjonowania systemu EU ETS.

⁹⁸ Pismo znak: CEN-DTP-D.7400.7.2015 r. z dnia 17 grudnia 2015 r.

⁹⁹ Do 1 maja 2013 r. przez OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.

Dla oceny opłacalności inwestycji w redukcję emisji, jako alternatywnego rozwiązania w postaci zakupów uprawnień, obliczono w kontroli jednostkowy koszt redukcji emisji za pomocą wskaźnika efektywności kosztowej, według następującego wzoru (dla 11 zadań inwestycyjnych, poddanych w tej kontroli szczegółowym badaniom):

$$WEK = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Ni_t + Ke_t - P_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n E_t}$$

gdzie:

WEK – wskaźnik efektywności kosztowej,

Ni – nakłady inwestycyjne (zł),

Ke – koszty eksploatacyjne instalacji (zł),

P – przychody (i/lub oszczędności) (zł),

E – efekty ekologiczne w postaci zredukowanej emisji, odpowiadające liczbie zakupionych bądź sprzedanych uprawnień (tony),

r – stopa dyskontowa,

t – rok, od 0 do n, czyli od roku, w którym poniesiono pierwsze nakłady, do ostatniego roku działania instalacji.

Wskaźnik efektywności kosztowej kształtował się od -289,0 zł na 1 Mg emisji CO₂ do 4 552,2 zł na 1 Mg emisji CO₂, przy czym dla sześciu inwestycji jego wartość zawierała się poniżej 1 000 zł na 1 Mg CO₂ (od -289,0 do 744,0 zł na 1 Mg emisji CO₂, dla dwóch inwestycji wartość była ujemna), a dla pięciu inwestycji jego wartość zawierała się w przedziale od 1 482,2 do 4 552,2 zł na 1 Mg emisji CO₂.

Wpływ realizacji obowiązków związanych z PEK na koszty działalności oraz ceny sprzedawanych towarów i usług

W drugim okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012) przyznane bezpłatne uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych praktycznie pokrywały emisję rzeczywistą, a koszt zakupu brakujących uprawnień miał znikomy wpływ na poziom kosztów wytworzenia produktów. Prowadzący instalacje do umorzenia rzeczywistej emisji w 2008-2012 mogli wykorzystać jednostki CER/ERU, których cena w latach 2009-2012¹⁰⁰ wahała się od 2,89 euro do 12,52 euro i stanowiła

¹⁰⁰ Brak danych dotyczących ceny CER/ERU w 2008 r.

od 39,2 do 82,3% ceny uprawnienia EUA (która w tym samym okresie kształtowała się średnio od 7,37 euro do 14,34 euro).

W trzecim okresie rozliczeniowym (lata 2013-2020) zmiana zasad przydziału bezpłatnych uprawnień oraz objęcie systemem EU ETS instalacji produkcyjnych wpłynęło na wzrost kosztów związanych z zakupem brakujących uprawnień. Za lata 2013-2014 dla wszystkich kontrolowanych instalacji odnotowano niedobór pomiędzy liczbą bezpłatnie przyznanym uprawnień a liczbą uprawnień niezbędnych do umorzenia emisji rzeczywistej. Na uzupełnienie niedobory prowadzący wykorzystywali uprawnienia niewykorzystane w poprzednim okresie rozliczeniowym (bezpłatne uprawnienia niewykorzystane w II okresie rozliczeniowym mogły zostać przeniesione na III okres rozliczeniowy) oraz zakupione uprawnienia. Prowadzący instalacje wykorzystywali również możliwość pokrycia emisji rzeczywistej jednostkami ERU/CER w dopuszczalnej przepisami ilości. W latach 2013-2014 prowadzący instalacje wydatkowali na zakup uprawnień łącznie 2 762,546,5 tys. zł.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uwzględnił w taryfach koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ (określone jako różnica pomiędzy planowaną emisją CO₂ a przyznanym limitem uprawnień do emisji CO₂).

Koszty z tytułu niedoboru uprawnień do rozliczenia emisji CO₂ dla Energetyki Ciepłej Opolszczyzna SA po raz pierwszy zostały uwzględnione w taryfie zatwierdzonej w 2014 r. W cenie dla systemu ciepłowniczego Opole koszt zakupu uprawnień uwzględniony w tej taryfie wyniósł 0,95 zł/GJ. Z sześciu taryf (ustalających jednoskładnikową średnią cenę ciepła ogółem) obowiązujących w okresie kontrolnym w Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej SA w Tarnowie taryfa nr 9 zawierała w sobie koszt zakupu uprawnień w wysokości 0,65 zł/GJ.

Zgodnie z szacunkami prowadzących 42 instalacje należące do sektora elektroenergetycznego w latach 2015-2020 wystąpi potrzeba zakupu 423 706,5 tys. uprawnień do emisji za kwotę prawie 11 087 069,9 tys. zł. Konsekwencją tej sytuacji będzie zatem istotny wzrost kosztów, co może mieć wpływ na wzrost kosztów działalności spółek, a tym samym jednostkowy koszt wytworzenia produktu i cenę sprzedawanego produktu (energia elektryczna i ciepła).

Prowadzący instalacje w sektorze hutnictwa metali nieżelaznych wskazywali na brak możliwości przerzucenia kosztów wynikających z PEK bezpośrednio na klienta (w koszt sprzedawanego produktu), w związku z ustalaniem cen produktów przez rynek globalny (giełdy miedzi). Tym samym wskazywali na bezpośredni wpływ kosztów emisji CO₂ na obniżenie konkurencyjności przedsiębiorstw w sektorach innych niż elektroenergetyka.

Dla prowadzących instalacje w sektorze rafineryjnym koszty realizacji wymogów PEK nie miały bezpośredniego wpływu na poziom cen sprzedawanych produktów, tzn. w formułowaniu cen do klientów nie uwzględnia się bezpośrednio takiego czynnika jak koszt emisji CO₂. Nie przełożyło się to na ceny sprzedawanych produktów ze względu na konkurencję globalną. Nie był to też czynnik brany pod uwagę w bieżących decyzjach optymalizacyjnych, a koszty wynikające z uczestnictwa w EU ETS były znikome i pomijalne w stosunku do kosztów zakupu surowca oraz dodatków do produkcji, a także kosztów pracy i utrzymania instalacji (bieżąca eksploatacja, remonty, inwestycje).

Jak wynika z wyjaśnień 15 przedsiębiorstw energetycznych nie objętych kontrolą, uczestniczących w systemie EU ETS¹⁰¹ konieczność dostosowania działalności do wymogów PEK, w tym przede wszystkim koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ (ze względu na stopniowe ograniczanie liczby przyznanych bezpłatnych uprawnień od 2013 r.), koszty inwestycji związanych z ograniczeniem emisji CO₂ (w tym koszty amortyzacji inwestycji), koszty zakupu paliwa (o mniejszej niż węgiel emisji CO₂), stanowią dodatkowe obciążenie działalności operacyjnej przedsiębiorstw, mające bezpośredni wpływ na techniczny koszt wytworzenia produktu. W latach 2008-2015 koszt ten stanowił od 0,5 do 11,0% tego kosztu. W przypadku produkcji ciepła trzy podmioty wskazały na bezpośrednie przeniesienie kosztów PEK w cenę stawki wytworzonego ciepła.

¹⁰¹ Wyjaśnienia udzielone NIK.

4. Informacje dodatkowe o przeprowadzonej kontroli

4.1. Przygotowanie kontroli

NIK nie podejmowała dotychczas w sposób kompleksowy kontroli dostosowania polskiego przemysłu do wymogów PEK, jednak badała różne aspekty funkcjonowania systemu EU ETS. Wyniki tych kontroli wskazywały na opóźnienia w pracach legislacyjnych związanych z wdrożeniem w latach 2006-2008 postanowień *Konwencji Klimatycznej, Protokołu z Kioto* jak też *dyrektywy EU ETS*. Ponadto wyniki analizy ryzyka badanej działalności wskazywały na niestabilność i niepewność prowadzenia działalności gospodarczej w związku z opóźnieniem w pracach legislacyjnych wprowadzających przepisy *dyrektywy EU ETS* do polskiego prawodawstwa.

Do kontroli dokonano doboru celowego dwóch jednostek administracji państwowej: Ministerstwo Środowiska – odpowiedzialne za wdrażanie PEK i Ministerstwo Gospodarki – ze względu na zadania w zakresie bezpieczeństwa gospodarczego oraz nadzór nad kluczowymi sektorami (m.in. elektroenergetycznym). Skontrolowano też 14 spółek (bezpośredni lub w ramach grupy kapitałowej) posiadających instalacje objęte systemem EU ETS. Spółki z udziałem Skarbu Państwa lub jednostek samorządu terytorialnego korzystające z derogacji zostały wybrane według kryterium rodzaju instalacji oraz wielkości emisji gazów. Spółki z sektora ciepłowniczego produkujące ciepło do odbiorcy końcowego oraz z sektorów zakwalifikowanych jako narażone na ucieczkę emisji wybrano na podstawie korzystania przez nie z ustalonych mechanizmów wsparcia biorąc pod uwagę liczbę bezpłatnych uprawnień przyznanych w KŚW.

W przygotowaniu kontroli wykorzystane zostały informacje m.in. pozyskane w kontroli rozpoznawczej R/15/002 oraz w trakcie panelu ekspertów zorganizowanego w dniu 14 sierpnia 2015 r. przez Departament Gospodarki Skarbu Państwa i Prywatyzacji.

4.2. Postępowanie kontrolne i działania podjęte po zakończeniu kontroli

Czynności kontrolne przeprowadzone zostały w okresie od 16 września 2015 r. do 12 lutego 2016 r.

Na podstawie art. 29 ust. 1 pkt. 2 lit. f *ustawy o NIK* w trakcie czynności kontrolnych prowadzonych w Ministerstwie Gospodarki uzyskano dodatkowe informacje od podmiotów nieobjętych kontrolą, a prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS. Informacje uzyskano z sektora elektroenergetycznego (od ciepłowni, elektrowni i elektrociepłowni) oraz z sektora hutnictwa metali i stali, hutnictwa metali nieżelaznych, przemysłu koksowniczego, cementowego, wapienniczego, ceramicznego, chemicznego, cukrowniczego, szklarskiego, drewnopochodnego i papierniczego.

Najwyższa Izba Kontroli skierowała do wszystkich podmiotów objętych kontrolą wystąpienia pokontrolne, w których zawarte zostały oceny i uwagi dotyczące stwierdzonych nieprawidłowości i uchybień w obszarach działalności objętych badaniami NIK. Kierownik jednej jednostki (PGE Polska Grupa Energetyczna SA) zgłosił zastrzeżenia co do opisu stanu faktycznego zawartego w skierowanym do niego wystąpieniu pokontrolnym.

Uchwałą z dnia 21 czerwca 2016 r. Zespół Orzekający Komisji Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli uwzględnił dwa spośród trzech zgłoszonych przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna SA zastrzeżeń dokonując stosownych zmian w wystąpieniu pokontrolnym.

W wystąpieniach pokontrolnych przekazanych kierownikom jednostek kontrolowanych NIK sformułowała łącznie 19 wniosków pokontrolnych. Zrealizowano trzy wnioski, w trakcie realizacji było 11 wniosków, a nie zrealizowano pięć wniosków, przy czym w przypadku trzech wniosków w odpowiedzi na wystąpienie pokontrolne uzasadniono przyczyny, dla których nie zostaną uwzględnione, sposób realizacji jednego nie pozwala uznać go jako realizowany, a o realizacji jednego wniosku brak było informacji w terminie sporządzania informacji o wynikach kontroli, w związku z powyższym Izba uznała go jako nierealizowany.

Minister Środowiska uznał, że z uwagi na aktualnie trwające prace nad rewizją, *dyrektywy EU ETS* podjęcie prac nad wprowadzeniem do polskiego prawa

odpowiednich regulacji pozwalających na szybkie wdrożenie systemu wsparcia przedsiębiorców na wypadek wzrostu cen jest przedwcześnie. Minister Środowiska zapewnił, że po opublikowaniu zmienionej *dyrektywy EU ETS* podniesie na forum Rady Ministrów kwestie wprowadzenia systemu rekompensat dla przemysłu. Ponadto w opinii Ministra Środowiska realizacja wniosku dotyczącego wypracowaniu strategii wykorzystania środków uzyskiwanych ze sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji na nie jest obecnie możliwa, gdyż byłaby sprzeczna z zapisami ustawowymi. Kwestia wykorzystania przychodów z aukcji uprawnień do emisji gazów reguluje art. 39 ust. 2 *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*, wskazujący, iż środki uzyskane ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji stanowią dochód budżetu państwa. Minister Środowiska zobowiązał się do podniesie na forum Rady Ministrów kwestie wprowadzenia ewentualnych zmian w ustawie.

Zdaniem Ministra Rozwoju niezasadne było dalsze procedowanie NPRGN w dotychczasowej formie, bowiem zaprezentowana w projekcie dokumentu diagnoza oraz działania nie odpowiadały obecnym wyzwaniom przed jakimi stoi polski przemysł. Ministerstwo Rozwoju rozpoczęło prace nad utworzeniem Międzyresortowego Zespołu do spraw transformacji niskoemisyjnej, w skład którego mieli wejść przedstawiciele wszystkich resortów odpowiedzialnych za obszary ujęte polityką klimatyczno-energetyczną, a celem działania Zespołu miało być przyjęcie strategicznego dokumentu wyznaczającego kierunki transformacji niskoemisyjnej do 2030 r., zapewnienie spójności pomiędzy politykami dotyczącymi: rozwoju gospodarki, środowiska, klimatu, energii, rolnictwa, budownictwa, transportu, rynku pracy i edukacji oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy stabilnych cenach energii. Minister Rozwoju wstępnie ocenił, iż proces przygotowania dokumentu strategicznego w zakresie transformacji niskoemisyjnej zajmie ok. 1-2 lat.

Minister Energii wskazał, że realizacja wniosku dotyczącego podjęcie, we współpracy z ministrem właściwym do spraw środowiska oraz ministrem właściwym do spraw rozwoju, działań dotyczących monitorowania wpływu realizacji wymogów PEK na konkurencyjność sektora elektroenergetycznego będzie przebiegała m.in. z wykorzystaniem obecnego i przyszłego dorobku analitycznego Centrum Analiz

Klimatycznych¹⁰². W opinii Izby analizy wykonywane przez CAK dotyczą perspektywy funkcjonowania PEK w latach 2020-2030 a nie obecnej perspektywy 2013-2020.

4.3. Finansowe rezultaty kontroli

Skutki stwierdzonych nieprawidłowości podczas niniejszej kontroli wyniosły 39,9 tys. zł i dotyczyły potencjalnych finansowych lub sprawozdawczych skutków nieprawidłowości.

¹⁰² W Centrum Analiz Klimatycznych umiejscowiono warsztat do analiz dotyczących wpływu skutków europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej (PEK) na gospodarkę Polski. Dalej także CAK.

5. Załączniki

5.1. Załącznik Nr 1. Wykaz skontrolowanych podmiotów oraz jednostek NIK, które przeprowadziły w nich kontrole

Jednostka NIK	Jednostka Kontrolowana I stopnia	Jednostka kontrolowana II stopnia
	Jednostki kontrolowane (w ramach kontroli P/15/021)	
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Środowiska	Polska Grupa Energetyczna SA
	Ministerstwo Energii	TAURON Polska Energia SA
	Ministerstwo Rozwoju	PGNiG SA
		Grupa LOTOS SA
		Polski Koncern Naftowy ORLEN SA
		KGHM Polska Miedź SA
		Grupa Azoty SA
		Krajowa Spółka Cukrowa SA
Delegatura NIK w Katowicach		Energetyka Ciepłna Opolszczyzny SA
Delegatura NIK w Krakowie		JSW KOKS SA
Delegatura NIK w Rzeszowie		Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA w Tarnowie
Delegatura NIK w Szczecinie		Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.
Delegatura NIK w Warszawie		Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „POLICE” SA
		Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.
	Jednostki kontrolowane (w ramach kontroli R/15/002)	
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji		Grupa Kapitałowa OPEC Grudziądz Sp. z o.o.

5.2. Załącznik Nr 2. Lista osób odpowiedzialnych za kontrolowaną działalność

L.p.	Nazwa jednostki kontrolowanej (w ramach kontroli P/15/021)	Nazwisko osoby odpowiedzialnej
1.	Ministerstwo Środowiska	Minister Środowiska Jan Szyszko - od 16 listopada 2015 r. Minister Środowiska Maciej Grabowski - od 27 listopada 2013 r. do 15 listopada 2015 r. Minister Środowiska Marcin Korolec - od 18 listopada 2011 r. do 27 listopada 2013 r.), Minister Środowiska Andrzej Kraszewski - od 2 lutego 2010 r. do 18 listopada 2011 r. Minister Środowiska Maciej Nowicki - od 16 listopada 2007 r. do 1 lutego 2010 r.
2.	Ministerstwo Gospodarki	Minister Gospodarki Janusz Piechociński - od 6 grudnia 2012 r. do 15 listopada 2015 r. Minister Gospodarki Waldemar Pawlak - od 16 listopada 2007 r. do 27 listopada 2012 r.
3.	Ministerstwo Rozwoju	Minister Rozwoju Mateusz Morawiecki - od 16 listopada 2015 r.
4.	Ministerstwo Energii	Minister Energii Krzysztof Tchórzewski - od dnia 1 grudnia 2015 r.
5.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	Piotr Woźniak - Prezes Zarządu od 10 lutego 2016 r., w okresie od 11 grudnia 2015 r. członek Rady Nadzorczej delegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu PGNiG. Mariusz Zawisza – Prezes Zarządu od 1 stycznia 2014 r. do 11 grudnia 2015 r. Jerzy Kurella – od 1 lipca do 30 grudnia 2013 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa) Miroslaw Szałuba – od 29 kwietnia do 30 czerwca 2013 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa) Grażyna Piotrowska-Oliwa – Prezes Zarządu od 19 marca 2012 r. do 29 kwietnia 2013 r. Marek Karabuła – od 1 stycznia do 18 marca 2012 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa) Michał Szubski – Prezes Zarządu od 12 marca 2008 r. do 31 grudnia 2011 r. Krzysztof Głogowski – Prezes Zarządu od 1

		stycznia 2006 r. do 12 marca 2008 r.
6.	PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna	Henryk Baranowski - Prezes Zarządu od 31 marca 2016 r. Marek Woszczyk - Prezes Zarządu od 23 grudnia 2013 r. do 30 marca 2016 r. Krzysztof Kilian - Prezes Zarządu od 5 marca 2012 r. do 18 listopada 2013 r. Paweł Skowroński pełniący obowiązki Prezesa Zarządu - od 15 grudnia 2011 r. do 4 marca 2012 r. Tomasz Zadroga - Prezes Zarządu od 1 sierpnia 2008 r. do 14 grudnia 2011 r. Paweł Urbański - pełniący obowiązki Prezesa Zarządu PGE SA od 1 lipca 2008 r. do 31 lipca 2008 r. oraz Prezes Zarządu od 5 października 2007 r. do 30 czerwca 2008 r.
7.	Tauron Polska Energia SA	Remigiusz Nowakowski - Prezes Zarządu Dariusz Lubera - Prezes Zarządu w latach 2008 – 2015 (I poł.)
8.	Grupa LOTOS SA	Paweł Olechnowicz - Prezes Zarządu
9.	Polski Koncern Naftowy Orlen SA	Wojciech Jasiński - Prezes Zarządu od 16 grudnia 2015 Dariusz Jacek Krawiec - Prezes Zarządu od 18 września 2008 r. do 16 grudnia 2015 r., Wojciech Heydel - Prezes Zarządu od 28 lutego 2008 r. do 18 września 2008 r. (od 18 lutego 2008 do 29 kwietnia 2008 Wojciech Heydel sprawował funkcję p.o. Prezesa Zarządu), Piotr Kownacki - Prezes Zarządu od 18 stycznia 2007 r. do 28 lutego 2008 r.,
10.	KGHM Polska Miedź SA	Krzysztof Skóra - Prezes Zarządu Herbert Wirth - Prezes Zarządu od 5 maja 2008 r. do 18 lutego 2016 r.
11.	Grupa Azoty SA w Tarnowie	Paweł Jarczewski - Prezes Zarządu od 6 maja 2013 r., Jerzy Marciniak - Prezes Zarządu od 14 marca 2008 r. do 29 kwietnia 2013 r., Witold Szczypiński - p.o. Prezesa Zarządu od 15 lutego 2008 r. do 14 marca 2008 r., Jarosław Wita - Prezes Zarządu od 15 listopada 2006 r. do 15 lutego 2008 r.
12.	Krajowa Spółka Cukrowa SA	Marek Spuz vel Szpos - Prezes Zarządu od 1 kwietnia 2015 r. Marek Dereziński - p.o. Prezesa Zarządu w okresie od 27 kwietnia 2012 r. do 5 września 2012 r. i Prezes Zarządu od 6 września 2012 r. do 31 marca 2015 r., Marcin Kulicki - Prezes Zarządu od 21 lutego 2009 r. do 23 kwietnia 2012 r., Jarosław Poniatowicz - p.o. Prezesa Zarządu

Załączniki

		od 29 lutego 2008 r. do 20 lutego 2009 r., Krzysztof Kowa - Prezes Zarządu Spółki do 29 lutego 2008 r.,
13.	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	Wiesław Chmielowicz - Prezes Zarządu
14.	JSW KOKS SA	Henryk Kolender - Członek Zarządu Spółki, Bogusław Smółka - Członek Zarządu Spółki.
15.	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA w Tarnowie	Krzysztof Rodak - Prezes Zarządu
16.	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	Andrzej Saj - Prezes Zarządu
17.	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach sp. z o.o.	Krzysztof Figat - Prezes Zarządu
18.	Grupa Kapitałowa Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police” SA	Krzysztof Jałosiński - Prezes Zarządu – Dyrektor Generalny od 1 lutego 2011 r. Zbigniew Miklewicz - Prezes Zarządu od 25 czerwca 2009 r. Ryszard Siwiec - Prezes Zarządu – Dyrektor Generalny od 19 lutego 2007 r.

5.3. Załącznik Nr 3. Streszczenie sprawozdania specjalnego nr 6/2015 Europejskiego Trybunału Obrachunkowego „Integralność unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji i jego wdrażani”

W sprawozdaniu oceniono, czy Komisja Europejska i państwa członkowskie odpowiednio zarządzały systemem ETS. Kontrolerzy zbadali, czy ustanowiono odpowiednie ramy prawne w celu ochrony integralności systemu ETS jako mechanizmu opartego na zasadach rynkowych. Przeanalizowali również faktyczne wdrażanie systemu ETS na drugim etapie obejmującym lata 2008-2012, tak aby na tej podstawie można wyciągnąć wnioski użyteczne z punktu widzenia przyszłego kształtowania polityki w tym zakresie. Kontrolerzy sprawdzili, w jaki sposób Komisja kierowała procesem wdrażania systemu ETS przez państwa członkowskie i czy wywiązała się z ciężących na niej zobowiązań. Kontrolą objęto siedem państw członkowskich (Niemcy, Francja, Włochy, Polska, Zjednoczone Królestwo, Grecja i Hiszpania), które zostały wybrane na podstawie wolumenów i rodzajów emisji. Na szczeblu państw członkowskich kontrola skupiła się na rozdzielaniu i umarzaniu uprawnień, systemach monitorowania, zgłaszania i weryfikowania emisji oraz na sankcjach.

Zdaniem kontrolerów UE ramy prawne na rzecz ochrony integralności rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz wdrażanie systemu handlu tymi uprawnieniami wymagają dalszej poprawy. Europejski Trybunał Obrachunkowy stwierdza, że Komisja i państwa członkowskie nie zarządzały odpowiednio we wszystkich aspektach unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (ETS), który stanowi główny element pakietu klimatyczno-energetycznego UE. Trybunał odnotował co prawda ulepszenia wprowadzane na bieżąco z inicjatywy Komisji w celu ochrony integralności systemu ETS jako mechanizmu opartego na zasadach rynkowych, nadal występowały jednak pewne problemy, które wymagają rozwiązania, jeśli rynek uprawnień do emisji ma wykazywać się większą integralnością. Wykryto również poważne uchybienia na drugim etapie wdrażania systemu ETS, obejmującym lata 2008-2012. W sprawozdaniu zaleca się wprowadzenie usprawnień w zakresie regulacji rynku i nadzoru nad nim, tak aby zwiększyć zaufanie inwestorów i zapewnić większe oddziaływanie systemu ETS jako narzędzia realizacji polityki w dziedzinie ochrony środowiska.

Kontrola przeprowadzona przez Trybunał pokazuje, że należy również zwrócić uwagę na integralność rynku uprawnień do emisji oraz na wdrażanie systemu ETS, dzięki czemu UE uzyska większą pewność, że dysponuje skutecznym instrumentem politycznym umożliwiającym osiągnięcie lepszych wyników w zakresie ograniczenia emisji i wspierania technologii niskoemisyjnych. Kontrolerzy UE ustalili, że pod pewnymi względami zarządzanie systemem ETS przez Komisję i państwa członkowskie, zwłaszcza w drugiej fazie jego wdrażania, nie było w pełni odpowiednie. Stwierdzono bowiem problemy dotyczące ram prawnych na rzecz ochrony rynku uprawnień do emisji, jak również problemy dotyczące samego procesu wdrażania systemu ETS.

Jeśli chodzi o ramy prawne, nawet po objęciu rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla zakresem stosowania europejskich dyrektyw w sprawie instrumentów finansowych i regulacji rynku nadal występują pewne problemy dotyczące uczestników rynku podlegających systemowi ETS, dwustronnego obrotu pozagiełdowego na rynku kasowym oraz mniejszych uczestników rynku. Na szczęblu UE nie ustanowiono systemu nadzoru nad rynkiem uprawnień do emisji, a współpraca pomiędzy krajowymi organami regulacyjnymi a Komisją została oceniona jako niewystarczająca, co może oznaczać, że kwestie zakłóceń lub anomalii mogących wywoływać poważne skutki nie są podejmowane we właściwy sposób. Kontrolerzy odnotowali, że konieczne jest przyjęcie jaśniejszej definicji prawnej uprawnień do emisji, a także określenie, czy uprawnienia mogą być wykorzystywane jako zabezpieczenie wiarygodności i jak miałyby być one chronione. Mogłoby się to przyczynić do bardziej skutecznego funkcjonowania rynku. Należy również podjąć dalsze działania związane z rejestrem Unii służącym do przetwarzania podstawowych danych ETS, który charakteryzuje się wysokim poziomem ryzyka. Działania te powinny w szczególności obejmować bardziej rygorystyczne kontrole otwierania rachunków oraz lepsze monitorowanie transakcji. Mimo to w sprawozdaniu podkreślono, że w ostatnich latach odnotowano znaczny spadek liczby zgłaszanych incydentów.

Kontrolerzy wykryli poważne uchybienia we wdrażaniu systemu ETS przez państwa członkowskie i Komisję. Stwierdzono w szczególności, że systemy monitorowania i zgłaszania poziomów emisji nie zostały należycie wdrożone ani dostatecznie zharmonizowane w trakcie drugiego etapu. Wystąpiły również braki w wytycznych Komisji i monitorowaniu sprawowanym przez państwa członkowskie. Ponadto

dokonana przez Komisję ocena krajowych planów rozdziału uprawnień nie była przejrzysta. Niektóre państwa członkowskie nie przedstawiły wszystkich wymaganych sprawozdań dotyczących funkcjonowania systemu ETS, a Komisja nie publikowała wymaganych rocznych sprawozdań z wdrożenia tego systemu. Fora konsultacji i koordynacji między Komisją i państwami członkowskimi miały niewielki wpływ ze względu na niski poziom uczestnictwa państw członkowskich.

Rola Komisji w zakresie zapewniania harmonizacji kluczowych mechanizmów kontroli dotyczących wdrażania systemu ETS przez państwa członkowskie była ograniczona. Kontrolerzy nie byli w stanie dokonać oceny skuteczności różnorodnych systemów sankcji stosowanych przez państwa członkowskie z powodu braku skonsolidowanych danych na szczeblu państw członkowskich i UE. Przestrzegają oni jednak, że rozbieżne praktyki poszczególnych państw członkowskich w zakresie stosowania zasad umarzania międzynarodowych jednostek wygenerowanych w ramach projektów mogą mieć negatywny wpływ na zapewnienie operatorom równych warunków działania.

Kontrolerzy UE zalecają, co następuje:

- Komisja powinna zająć się nadal występującymi problemami w zakresie regulacji rynku uprawnień do emisji i jego nadzoru, tak aby zwiększyć integralność tego rynku.
- Należy doprecyzować status prawny uprawnień, tak aby zapewnić większą stabilność i zaufanie.
- Systemy przetwarzania podstawowych danych w ramach systemu ETS (rejestr Unii i powiązane z nim procedury) wymagają pod pewnymi względami dalszych usprawnień.
- Należy lepiej stosować ramy kontrolne na szczeblu państw członkowskich, tak aby zagwarantować, by podczas trzeciego etapu wdrażania systemu ETS, obejmującego lata 2013-2020, uwzględnione zostały wszystkie wykryte uchybienia.
- Na trzecim etapie należy zapewnić bardziej precyzyjne wytyczne i informacje dotyczące wdrażania unijnego systemu ETS.
- Wdrażanie sankcji nałożonych w związku z systemem ETS powinno odbywać się w sposób bardziej przejrzysty. Na poziomie unijnym i na poziomie państw członkowskich dostępne powinny być aktualne i poprawne informacje na temat procedur nakładania kar i ich wyników, a Komisja powinna uważniej monitorować egzekwowanie kar w całej UE, jak również sprawdzać, czy kary krajowe nakładane są w spójny sposób.

Powyższe zalecenia zostały zaakceptowane przez Komisję, która podejmie odnośne działania. Zalecenia w pełnym brzmieniu wraz z odpowiedziami Komisji zostały zawarte w sprawozdaniu specjalnym.

5.4 Załącznik Nr 4. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej tematyki

Źródła prawa Unii Europejskiej:

1. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32, ze zm.) – *(dyrektywa 2003/87/WE)*,
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. UE L 8 z 13.01.2009, str. 3;
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 63, ze zm.) - *(dyrektywa 2009/29/WE)*,
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, ze zm.) –*(dyrektywa OZE)*,
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 114, ze zm.) - *(dyrektywa CCS)*,
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, ze zm.),
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str.55),
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str.94),

9. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. Nr 663/2009 ustanawiające program wspomagania naprawy gospodarczej poprzez przyznanie pomocy finansowej Wspólnoty na projekty w dziedzinie energetyki (Dz. Urz. UE L 200 z 31.07.2009, str. 31, ze zm.),
10. Rozporządzenie Komisji (WE) nr 748/2009 z dnia 5 sierpnia 2009 r. w sprawie wykazu operatorów statków powietrznych, którzy wykonywali działalność lotniczą wymienioną w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, poczynając od dnia 1 stycznia 2006 r. ze wskazaniem administrującego państwa członkowskiego dla każdego operatora statków powietrznych (Dz. Urz. UE L 219 z 22.08.2009, str. 1, ze zm.),
11. Rozporządzenie Rady UE Nr 617/2010 z dnia 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96 (Dz. Urz. UE L 180 z 15.07.2010, str. 7),
12. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 1031/2010 z dnia 12 listopada 2010 r. w sprawie harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającej system handlu przydziałami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. UE L 302 z 18.11.2010, str.1, ze zm.),
13. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 550/2011 z dnia 7 czerwca 2011 r. ustalające, na mocy dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, pewne ograniczenia w zakresie wykorzystania międzynarodowych jednostek z tytułu projektów związanych z gazami przemysłowymi (Dz. Urz. UE L 149 z 08.06.2011, str. 1),
14. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 389/2013 z dnia 2 maja 2013 r. ustanawiające rejestr Unii zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, decyzjami nr 280/2004/WE i nr 406/2009/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz uchylające rozporządzenia Komisji (UE) nr 920/2010 i nr 1193/2011 (Dz.Urz. UE L 122 z 03.05.2013 str.1, ze zm.),
15. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 z dnia 21 maja 2013 r. w sprawie mechanizmu monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz zgłaszania innych informacji na poziomie krajowym i unijnym, mających znaczenie dla zmiany klimatu, oraz uchylające decyzję nr 280/2004/WE (Dz.Urz. UE L 165 z 18.06.2013, str.13, ze zm.),
16. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 1123/2013 z dnia 8 listopada 2013 r. w sprawie określania uprawnień do międzynarodowych jednostek emisji zgodnie z

- dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 299 z 09.11.2013, str. 32),
17. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 176/2014 z dnia 25 lutego 2014 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 1031/2010 w szczególności w celu określenia wolumenów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które mają zostać sprzedane na aukcji w latach 2013-2020 (Dz. Urz. UE L 56 z 26.02.2014, str. 11),
 18. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 256/2014 z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. Urz. UE L 84 z 20.03.2014, str. 61),
 19. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 421/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. zmieniające dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, w celu wprowadzenia w życie do 2020 r. porozumienia międzynarodowego w sprawie stosowania jednego międzynarodowego środka rynkowego do emisji z międzynarodowego lotnictwa (Dz. Urz. UE L 129 z 30.04.2014, str. 1),
 20. Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) NR 749/2014 z dnia 30 czerwca 2014 r. w sprawie struktury, formatu, procesu przekazywania i przeglądu informacji zgłaszanych przez państwa członkowskie zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.(Dz. Urz. UE L 203 z 11.07.2014, str. 23),
 21. Rozporządzenia Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 1),
 22. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, ze zm.),
 23. Decyzja Komisji z dnia 13 listopada 2006 r. w sprawie zapobiegania podwójnemu liczeniu redukcji emisji gazów cieplarnianych w ramach wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w przypadku projektów realizowanych w ramach protokołu z Kioto (2006/780/WE) (Dz. Urz. UE L 316 z 16.11.2006, str. 12),

24. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 136, ze zm.) – (*decyzja non ETS*),
25. Decyzja Komisji Nr 2007/589/WE z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2007)3416) (Dz. Urz. UE L 229 z 31.08.2007, str.1, ze zm.),
26. Decyzja Komisji z dnia 8 czerwca 2009 r. w sprawie szczegółowej interpretacji rodzajów działalności lotniczej wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (2009/450/WE) (Dz. Urz. UE L 149 z 12.06.2009, str. 69),
27. Decyzja Komisji Nr 2010/2/UE z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji (notyfikowana jako dokument nr C(2009) 10251) (Dz. Urz. UE L 1 z 05.01.2010, str.10 ze zm.) - uchylona z dniem 1 stycznia 2015 r. (Dz. Urz. UE L 308 z 29.10.2014, str.114),
28. Decyzja Komisji z dnia 22 października 2010 r. dostosowującą w całej Unii liczbę uprawnień, które mają być wydane w ramach systemu unijnego na rok 2013, oraz uchylającą decyzję 2010/384/UE (2010/634/UE) (Dz. Urz. UE L 279 z 23.10.2010, str. 34),
29. Decyzja Komisji K (2011) 1983 wersja ostateczna z 29 marca 2011 r. w sprawie metodologii przejściowego przydziału instalacjom wytwarzającym energię elektryczną bezpłatnych uprawnień do emisji na mocy art. 10c ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE (decyzja niepublikowana),
30. Decyzja Komisji Nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2011)2772 (Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str.1, ze zm.),
31. Decyzja Komisji Nr 2011/389/UE z dnia 30 czerwca 2011 r. w sprawie ogólnounijnej ilości uprawnień, o której mowa w art. 3e ust. 3 lit. a-d dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. UE L 173 z 1.07.2011, str. 13),

32. Decyzja Komisji Nr 2013/162/UE z dnia 26 marca 2013 r. określająca roczne limity emisji państw członkowskich na lata 2013-2020 zgodnie z decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady nr 406/2009/WE (Dz. Urz. UE L 90 z 28.03.2013, str.106),
33. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 377/2013/UE z dnia 24 kwietnia 2013 r. wprowadzającą tymczasowe odstępstwo od dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. UE L 113 z 25.04.2013, str. 1),
34. Decyzja Komisji Nr 2013/634/UE z dnia 31 października 2013 r. dotycząca dostosowania rocznych limitów emisji państw członkowskich na lata 2013-2020 zgodnie z decyzją Parlamentu Europejskiego i Rady nr 406/2009/WE (Dz. Urz. UE L 292 z 01.11.2013, str. 19) - weszła w życie z dniem 4 listopada 2013 r.
35. Decyzja Komisji Nr 2013/448/UE z dnia 5 września 2013 r. dotycząca krajowych środków wykonawczych w odniesieniu do przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z art. 11 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2013) 5666) (Dz. Urz. UE L 240 z 07.09.2013, str. 27, ze zm.),
36. Decyzja Komisji Nr 2013/447/UE z dnia 5 września 2013 r. dotycząca standardowego współczynnika wykorzystania zdolności produkcyjnych zgodnie z art. 18 ust. 2 decyzji 2011/278/UE (2013/447/UE) (Dz. Urz. UE L 240 z 07.09.2013, str. 23),
37. Decyzja Komisji Nr 2014/746/UE z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019 (Dz. Urz. UE L 308 z 29.10.2014, str. 114),
38. Komunikat Nr 211/C 99/03 Komisji Wytoczne w zakresie nieobowiązkowego stosowania art. 10c dyrektywy 2003/87/WE (211/C 99/03) (Dz. Urz. UE C 99 z 31.03.2011, str. 9).

Źródła prawa międzynarodowego:

1. Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz. U. z 2005 r. Nr 203, poz. 1684),
2. Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu sporządzona w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. (Dz.U. z 1996 r. Nr 53, poz.238)

Źródła prawa polskiego:

1. Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784, ze zm.) - obowiązywała do 20 czerwca 2011 r. – uchylona z dniem 21 czerwca 2011 r.,
2. Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695, ze zm.) – uchylona z dniem 9 września 2015 r.,
3. Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2016 r. poz. 1223, ze zm.),
4. Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. poz. 478, ze zm.),
5. Ustawa z dnia 15 stycznia 2015 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz.151),
6. Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. z 2015 r. poz. 775, ze zm.),
7. Ustawa z dnia 27 września 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1238, ze zm.),
8. Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2015 r. poz. 196, ze zm.)
9. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016r. poz. 672, ze zm.),
10. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz.1059, ze zm.),
11. Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2015 r. poz. 2273, ze zm.),
12. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2016 r. poz. 353, ze zm.),
13. Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. Nr 65, poz. 404, ze zm.),
14. Ustawa z dnia 8 października 2010 r. o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 213, poz. 1395),

15. Ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz.U. z 2016 r. poz.383),
16. Ustawa z dnia 26 lipca 2002 r. o ratyfikacji Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (Dz. U. Nr 144, poz. 1207),
17. Ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów (Dz. U. z 2012 r. poz. 392, ze zm.),
18. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 7 marca 2006 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji (Dz. U. Nr 43, poz. 308) – uchylone z dniem 21 czerwca 2011 r.,
19. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 60, poz. 429, ze zm.) – uchylone z dniem 10 września 2009 r.,
20. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz.U. Nr 16, poz. 124) – uchylone z dniem 31 października 2008 r.),
21. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz.U. Nr 183, poz. 1142) – uchylone z dniem 9 września 2015 r.,
22. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202, poz. 1248 ze zm.) - uchylone z dniem 9 września 2015 r.,
23. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji (Dz. U. Nr 154, poz. 914) .) - uchylone z dniem 9 września 2015 r,
24. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 25 października 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. poz. 1264) – weszło w życie 27 listopada 2012 r.,
25. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 25 czerwca 2013 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. poz. 817) - weszło w życie 1-08-2013 r.,

26. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 listopada 2013 r. w sprawie ustanowienia Pełnomocnika Rządu do spraw Polityki Klimatycznej (Dz.U. poz. 1392).
27. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. z 2014 r. poz. 472, ze zm.) – weszło w życie 11.04.2014 r.
28. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. poz. 1169) - weszło w życie 05.09.2014 r.,
29. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 13 kwietnia 2015 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U. poz. 555) – weszło w życie 22.04.2015 r.,
30. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. poz. 439, ze zm.) – weszło w życie 04.04.2014 r.,
31. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 kwietnia 2015 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U. z 2015 r. poz.558) – weszło w życie 23 kwietnia 2015 r.,
32. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 maja 2014 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz. U. poz. 596) - weszło w życie 24-05-2014 r.,
33. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 maja 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 591) - weszło w życie 24-05-2014 r.,

34. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 1272) - weszło w życie 8-10-2014 r.,
35. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących eksploatacji podziemnego składowiska dwutlenku węgla, zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla oraz prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz. U. poz. 1840) - weszło w życie 24.11.2015 r.,
36. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla (Dz.U. poz. 2144) - weszło w życie 02.01.2016 r.,
37. Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 14 stycznia 2016 r. w sprawie szczegółowych warunków, jakie musi spełniać rynek regulowany oraz platforma aukcyjna (Dz.U. poz. 139),
38. Uchwała Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 lipca 1992 r. – Regulamin Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej (M. P. z 2012 r. poz. 32, ze zm.),
39. Uchwała Nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. Nr 13, poz. 221, ze zm.) – straciła moc z dniem 31 grudnia 2013 r.,
40. Uchwała Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. poz. 979, ze zm.),
41. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11),
42. Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 15 lutego 2016 r. w sprawie krajowego planu inwestycyjnego (M.P. poz. 167),
43. Zarządzenie Nr 40 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” – uchylone z dniem 30 marca 2016 r. - zarządzeniem Nr 36 Prezesa Rady Ministrów z dnia 22 marca 2016 r. w sprawie zniesienia niektórych zespołów międzyresortowych (M.P. poz. 287).

5.5 Załącznik nr 5 - Wykaz organów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Wiceprezes Rady Ministrów Minister Rozwoju
6. Minister Środowiska
7. Minister Energii
8. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
9. Rzecznik Praw Obywatelskich
10. Komisja do Spraw Kontroli Państwowej Sejmu RP
11. Komisja do Spraw Energii i Skarbu Państwa Sejmu RP
12. Komisja Gospodarki i Rozwoju Sejmu RP
13. Komisja Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa Sejmu RP
14. Komisja Środowiska Senatu RP
15. Komisja Gospodarki Narodowej i Innowacyjności Senatu RP