



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.05.2015

P/15/021

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa

T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94

kgp@nik.gov.pl

Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/015/021 – Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Dorota Winosławska-Mrówka, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr 96627 z dnia 2 października 2015 r. oraz nr 98985 z dnia 29 stycznia 2016 r.
Jednostka kontrolowana	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA ¹ ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	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.

(dowód: akta kontroli str. 1-2, 4364-4365)

W okresie objętym kontrolą funkcję Prezesa Zarządu PGNiG pełnili uprzednio:

- Krzysztof Głogowski – od 1 stycznia 2006 r. do 12 marca 2008 r.
- Michał Szubski – od 12 marca 2008 r. do 31 grudnia 2011 r.
- Marek Karabuła – od 1 stycznia do 18 marca 2012 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa)
- Grażyna Piotrowska-Oliwa – od 19 marca 2012 r. do 29 kwietnia 2013 r.
- Mirosław Szkaluba – od 29 kwietnia do 30 czerwca 2013 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa)
- Jerzy Kurella – od 1 lipca do 30 grudnia 2013 r. (Wiceprezes Zarządu Spółki pełniący obowiązki Prezesa)
- Mariusz Zawisza – od 1 stycznia 2014 r. do 11 grudnia 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 3, 4354-4363)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działania podejmowane przez PGNiG w zakresie dostosowania w latach 2008-2015 działalności do Pakietu energetyczno-klimatycznego³, w tym określone w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁴.

¹ Dalej: PGNiG lub Spółka.

² Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

³ Zbiór aktów prawnych UE (dyrektyw, rozporządzeń i decyzji), które wprowadzają mechanizmy mające doprowadzić do osiągnięcia celów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i energii. Dalej: PEK.

⁴ European Union Emissions Trading Scheme, ustanowiony dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32, ze zm.) oraz dyrektywą 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającą 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.). Dalej: EU ETS.

PGNiG, PGNiG Termika SA⁵ oraz EuRoPol GAZ SA⁶ prawidłowo wywiązywały się z obowiązków związanych z uzyskaniem wszystkich niezbędnych pozwoleń zintegrowanych (pozwoleń na emisję) oraz zezwoleń na uczestnictwo w systemie EU ETS, a także z obowiązków w zakresie monitorowania wielkości emisji, sporządzania rocznych raportów z wielkości emisji i ich weryfikacji oraz rozliczania wielkości emisji.

Podejmowano działania modernizacyjne i inwestycyjne, których efektem było uniknięcie lub ograniczenie emisji. Wielkość rzeczywistej emisji CO₂ w 2014 r. z 13 instalacji prowadzonych przez Spółki wyniosła 6 577 tys. Mg i była niższa od rzeczywistej emisji w 2008 r. o 3,3%, pomimo, że w 2008 r. systemem EU ETS objętych było 10 instalacji (w trakcie III okresu rozliczeniowego 2013-2020 systemem objęto trzy kolejne instalacje).

PGNiG Termika zaplanowała i podjęła realizację zadań zakwalifikowanych do Krajowego Planu Inwestycyjnego⁷. W okresie od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2015 r. na ten cel wydatkowano kwotę 513 405,6 tys. zł⁸.

NIK wskazuje, że w latach 2013-2014 nastąpił wzrost kosztów związanych z wykonywaniem obowiązków związanych z PEK, [...] ⁹. Ogółem w latach 2008-2014 Spółki PGNiG poniosły koszty dostosowywania do wymogów PEK w łącznej wysokości 1 123 551,4 tys. zł, w tym koszty zakupu uprawnień – 406 768,6 tys. zł, a nakłady inwestycyjne służące zmniejszeniu emisji – 582 433,3 tys. zł. Według analiz spółek, rozwiązania techniczne i technologiczne oraz zmniejszająca się corocznie liczba bezpłatnych uprawnień powoduje konieczność ponoszenia coraz wyższych kosztów zakupu uprawnień w celu pokrycia rzeczywistej emisji. Mimo podejmowanych działań dostosowujących działalność do wymogów PEK następował wzrost udziału kosztów z tym związanych w koszcie jednostkowym produktów.

Spółki PGNiG wdrożyły ponadto systemy zarządzania środowiskowego, służące dbałości o środowisko naturalne, prowadzono także monitoring gazów i pyłów nieobjętych systemem EU ETS, a ilość wyemitowanego dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu mieściła się w limitach określonych w pozwoleniach zintegrowanych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Wykonywanie obowiązków wynikających z postanowień PEK

1.1. Instalacje wprowadzające emisje do powietrza

W latach 2008-2015 PGNiG, PGNiG Termika i System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA¹⁰ prowadziły łącznie 13 instalacji uczestniczących w systemie EU ETS, w tym PGNiG – siedem instalacji, PGNiG Termika – pięć, a EuRoPol GAZ – jedną. Prowadzący instalacje posiadali:

⁵ Dalej: PGNiG Termika.

⁶ Spółki prowadzące instalacje uczestniczące w systemie EU ETS, w których PGNiG posiadało akcje. Dalej: Spółki PGNiG.

⁷ Dalej: KPI.

⁸ Według danych zawartych w sprawozdaniach rzeczowo-finansowych z realizacji zadań ujętych w KPI za trzy okresy rozliczeniowe, tj. od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. i od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r.

⁹ W wystąpieniu pokontrolnym NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, stanowiących tajemnicę przedsiębiorcy, na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2015 r., poz. 2058, ze zm.) i art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503 ze zm.) w interesie kontrolowanych Spółek, przez ich wykreślenie i zastąpienie w całym tekście wystąpienia pokontrolnego oznaczeniem [...].

¹⁰ Dalej: EuRoPol GAZ.

- wymagane prawem pozwolenia zintegrowane (lub pozwolenia na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza), w których ustalono warunki wprowadzania gazów cieplarnianych do powietrza i maksymalne wielkości emisji przemysłowych (dwutlenku siarki¹¹, tlenków azotu¹², pyłu i innych),
- zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS wydane na podstawie *ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*¹³ lub *ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*¹⁴, których integralną częścią były plany monitorowania emisji.

Wszystkie instalacje zaliczone zostały do rodzaju działalności określonej w załączniku do *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* jako „instalacje spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW”, a substancją objętą systemem handlu emisjami był dwutlenek węgla (CO₂).

PGNiG prowadziło również jedną instalację (instalacja odazotowania gazu w Grodzisku Wielkopolskim), która nie była objęta systemem EU ETS, dwie takie instalacje prowadziło Exallo Drilling Sp. z o.o. (w Pile i Zielonej Górze), a jedną PGNiG Termika (Ciepłownia Regaty). Wszystkie te instalacje posiadały pozwolenia zintegrowane.

Nie wystąpiły przypadki cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia z przyczyn, o których mowa w art. 194-196 *ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*¹⁵.

PGNiG

Oddział w Odolanowie

W Oddziale była prowadzona działalność związana z odazotowaniem gazu ziemnego, polegająca na usunięciu balastu azotowego z gazu ziemnego zaazotowanego. W wyniku filtracji, separacji cieczy i pyłów, absorpcji i destylacji niskotemperaturowej otrzymywano: gaz wysokometanowy, ciekły azot, ciekły hel i skroplony gaz ziemny. W zakładzie prowadzono: produkcję gazu wysokometanowego w dwóch liniach produkcyjnych, tłoczenie gazu wysokometanowego do sieci, magazynowanie gazu ziemnego oraz odzysk ciekłego azotu i ciekłego helu. Do systemu EU ETS zakwalifikowane zostały dwie instalacje: Kotłownia i instalacja technologiczna oraz Tłocznia gazu¹⁶.

Kotłownia i instalacja technologiczna była wyposażona w dwa kotły o mocy cieplnej w paliwie¹⁷ po 1,36 MW_t¹⁸ każdy oraz dwa kotły stanowiące zimną rezerwę o mocy cieplnej w paliwie 1,225 MW_t, a instalacja technologiczna (na instalacji odazotowania gazu ziemnego) posiadała sześć podgrzewaczy technologicznych (dwa podgrzewacze oleju z wydajnością cieplną 3,06 MW_t każdy, po dwa podgrzewacze gazu regeneracyjnego o wydajności cieplnej 2,22 MW_t każdy i 4,25 MW_t każdy), pochodnię gazu (spalanie gazu zrzutowego na wylocie komina) oraz dwa agregaty prądotwórcze. Instalacja posiadała status instalacji

¹¹ Dalej: SO₂.

¹² Dalej: NO_x.

¹³ Dz. U. Nr 281, poz. 2784 ze zm. Dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami* – obowiązywała do 20 czerwca 2011 r.

¹⁴ Dz. U. Nr 122, poz. 695, ze zm. Dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* – obowiązywała od 21 czerwca 2011 r. do 8 września 2015 r.

¹⁵ Dz. U. z 2013 r. poz. 1232, ze zm. Dalej: *POŚ*

¹⁶ Została wydzielona jako odrębna instalacja od 1 stycznia 2008 r. ponieważ moc wykorzystywanych w Tłoczni motospężarek, będących źródłem emisji procesowej przekraczała sumarycznie kryterium 20 MW w paliwie.

¹⁷ Dalej zamiennie: moc, nominalna moc cieplna, moc cieplna w paliwie, moc cieplna wprowadzana w paliwie.

¹⁸ MW_t – megawat mocy cieplnej.

niskoemisyjnej. Zgodnie z art. 56 ust. 2 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami oraz art. 12 i 13 rozporządzenia 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 Rady¹⁹, zezwoleniem z dnia 28 stycznia 2015 r. zatwierdzono uproszony plan monitorowania wielkości emisji CO₂ obowiązujący od dnia 1 stycznia 2015 r. Strumieniem paliwa stanowiącym źródło emisji CO₂ był gaz ziemny zaazotowany i olej napędowy.

(dowód: akta kontroli str. 844-872, 874-979, 1096-1141)

Tłocznia gazu służyła przetwarzaniu gazu wysokometanowego z instalacji odazotowania oraz z sieci magistralnych. Miejscami powstawania emisji CO₂ było osiem motosprężarek, w tym pięć o mocy 5,544 MW_t, dwie o mocy 5,445 MW_t i jedna o mocy 1,98 MW_t. Łączna moc instalacji wynosiła 40,59 MW_t. Strumieniem paliwa stanowiącym źródło emisji CO₂ był gaz wysokometanowy.

W latach 2008-2014 pozwolenie zintegrowane nie nakazywało monitorowania NO_x, SO₂ i pyłu ze względu na progi emisyjności niższe od dopuszczalnych standardów.

(dowód: akta kontroli str. 844-872, 978-979, 1096-1141)

Kotłownia, instalacja technologiczna (pochodnia i dopalacz gazu) oraz agregat prądowórczy Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno w Oddziale PGNiG w Zielonej Górze²⁰

Przedmiotem działalności KRNiGZ Dębno była przeróbka ropy naftowej i zasiarczonego gazu ziemnego ze złóż Barnówko-Mostno-Buszewo, Różańsko i Cychry. Źródłami emisji CO₂ były: instalacja dopalania kwaśnych gazów zrzutowych, instalacja kotłowni z dwoma kotłami parowymi o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 23,7028 MW_t i 22 MW_t oraz czterema kotłami wodnymi o łącznej nominalnej mocy cieplnej w paliwie 0,395 MW_t, instalacja dopalania gazu z pochodnią („świeczka”), agregat prądowórczy o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 1,105 MW_t i dwa agregaty przeciwpożarowe o mocy 1,278 MW_t każdy. Łączna moc cieplna instalacji wynosiła 49,756 MW_t. Strumieniem paliw podlegającym monitorowaniu był gaz ziemny zaazotowany i gaz ziemny kwaśny.

W latach 2010-2014 wielkość emisji SO₂, NO_x i pyłu do powietrza nie przekroczyła odpowiednio: 45%, 13% i 0,2% dopuszczalnych wielkości emisji tych substancji określonych w pozwoleniach zintegrowanych²¹.

(dowód: akta kontroli str. 1257-1521)

Instalacja technologiczna Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu „Mogilno”²²

Źródłami emisji substancji do powietrza, wchodzącymi w skład instalacji do bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego, była tłocznia gazu, kotłownia technologiczna, kotłownia grzewcza i regeneratory glikolu²³. Źródła emisji CO₂ stanowiły: dwie turbiny gazowe o nominalnej mocy cieplnej w paliwie po 30,46 MW_t, napędzające sprężarki odśrodkowe (każda posiadająca własny układ zrzutu spalin paliwa gazowego), silnik gazowy napędzający sprężarkę tłokową o mocy cieplnej w paliwie 5,9 MW_t (posiadający własny układ zrzutu spalin paliwa gazowego), pięć

¹⁹ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, ze zm. Dalej: rozporządzenie UE z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania. Weszło w życie w dniu 1 sierpnia 2012 r., a stosuje się od dnia 1 stycznia 2013 r.

²⁰ Dalej: KRNiG Dębno.

²¹ Brak danych za lata 2008-2009. Jak wynika z wyjaśnień PGNiG „dane za korzystanie ze środowiska przechowywane są zgodnie z przepisami do pięciu lat”.

²² Dalej: KPMG Mogilno.

²³ Układ regeneracji glikolu służy do rozprężania uwodnionego glikolu z absorbentów oraz do usuwania z glikolu wody zaabsorbowanej podczas procesu osuszania gazu ziemnego w czasie przetwarzania gazu z magazynu do rurociągu. Na skutek podgrzania glikolu do temperatury około 200°C następuje odparowanie z glikolu zaabsorbowanej wody.

kotłów wodnych (dwa typu Babcock i trzy typu De Dietrich) o łącznej mocy cieplnej w paliwie 10,9 MW_t i cztery regeneratory glikolu o łącznej mocy cieplnej w paliwie 2,68 MW_t. Łączna nominalna moc cieplna instalacji wynosiła 80,4 MW_t.

Prowadzącym instalację do dnia 31 maja 2013 r. była spółka Investgas SA (100% akcji spółki należało do PGNiG). W dniu 1 maja 2013 r. utworzony został Oddział PGNiG pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym, który przejął z dniem 1 czerwca 2013 r. zadania związane z działalnością eksploatacyjną magazynu gazu. Od dnia 15 stycznia 2015 r. obowiązki operatora instalacji pełni Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (100% udziałów spółki należało do PGNiG)²⁴.

W latach 2008-2014 ilość wyemitowanego NO_x do powietrza nie przekroczyła 80% wielkości dopuszczalnych określonych w pozwoleniach. Poziom rocznych emisji SO₂ i pyłu, których wielkości dopuszczalne zostały określone od 2014 r., nie przekroczył 0,1% i 15% tych limitów.

(dowód: akta kontroli str. 1637-1804 i 1809)

Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów Ośrodek Centralny²⁵

W 2013 r. PGNiG zakończyło realizację (za około 1 627 mln zł) Projektu Lubiatów-Miedzychód-Grotów (LMG), obejmującego zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego LMG oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki płynnej i mieszaniny propan-butan z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. W ramach Projektu wybudowano Ośrodek Centralny LMG, będący miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych, Terminal Ekspedycyjny w miejscowości Wierzbno i gazociąg do Odazotowni Grodzisk (umożliwiający przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do Odazotowni Grodzisk). Marszałek Województwa Lubuskiego w dniu 15 marca 2013 r. udzielił KRNiGZ Lubiatów pozwolenia zintegrowanego²⁶, a w dniu 14 października 2013 r.²⁷ zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS.

W skład instalacji wchodziła instalacja technologiczna do rafinacji ropy naftowej i gazu ziemnego oraz elektrociepłownia. Źródłami emisji CO₂ z instalacji technologicznej były: palnik pieca dopalającego o mocy 5,50 MW_t, instalacja Clausa z czterema palnikami liniowymi o łącznej mocy 0,524 MW_t i jednym palnikiem głównym o mocy 25,5 MW_t, cztery pompy przeciwpożarowe o mocy 1,22 MW_t i dwie flary (pochodnie) wysokiego i niskiego ciśnienia. Źródłami emisji CO₂ z elektrociepłowni były cztery agregaty gazowe o nominalnej mocy cieplnej po 7,887 MW_t i cztery kotły parowe o mocy cieplnej po 8,509 MW_t.

W latach 2013-2014 ilość wyemitowanego SO₂, NO_x i pyłu do powietrza nie przekroczyła odpowiednio 17%, 14% i 9% dopuszczalnych limitów określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

(dowód: akta kontroli str. 56-343, 1924-2193)

Ośrodek Centralny Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice²⁸

PMG Wierzchowice powstał w ramach zadania inwestycyjnego *Budowa PMG Wierzchowice do pojemności 3,5 mld m³, podetap 1,2 mld m³*. Zasadniczą część inwestycji miały stanowić obiekty technologiczne służące do zatłaczania i odbioru gazu ziemnego, urządzenia technologiczne do oczyszczania, osuszania oraz pomiaru ilości gazu zatłaczanego i odbieranego z podziemnego magazynu gazu.

²⁴ W związku z likwidacją Oddziału PGNiG KPMG Mogilno.

²⁵ Dalej: KRNiGZ Lubiatów.

²⁶ Ze zmianą z dnia 23 października 2014 r.

²⁷ Ze zmianą z dnia 26 czerwca 2015 r.

²⁸ Dalej: PMG Wierzchowice.

W kwietniu 2014 r. nastąpiło przejęcie instalacji przez PGNiG Oddział PMG Wierzchowice od generalnego realizatora inwestycji. Decyzją z dnia 16 maja 2014 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki²⁹ rozszerzył koncesję w zakresie oznaczenia pojemności czynnej PMG Wierzchowice, zwiększając ją z 575 mln m³ do 1 200 mln m³. Starosta Milicki decyzją z dnia 27 października 2014 r. udzielił pozwolenia zintegrowanego, a decyzją z dnia 10 czerwca 2014 r.³⁰ zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS dla PMG Wierzchowice.

Instalacja, której nominalna moc cieplna wynosiła 71,361 MW_t, wyposażona została w blok gazowo-parowy z turbiną gazową o nominalnej mocy cieplnej 59,27 MW_t, trzy układy regeneracji glikolu z palnikami o łącznej nominalnej mocy cieplnej 1,05 MW_t (opalone gazem ziemnym) wraz z piecem dopalaczem zasilanym gazem ziemnym wysokometanowym o mocy nominalnej w paliwie 0,36 MW_t oraz instalację ciepła awaryjnego o nominalnej mocy cieplnej 7,161 MW_t opalaną gazem ziemnym, składającą się z dwóch kotłów o mocy 3,48 MW_t każdy i jednego kotła kondensacyjnego o mocy 0,21 MW_t. trzech kotłów. W skład instalacji wchodziły również urządzenia pomocnicze: agregat prądowłórczy (stanowiący rezerwowe źródło zasilania dla instalacji) o mocy cieplnej w paliwie silnika 3,45 MW_t i agregat przeciwpożarowy wyposażony w silnik Clarefire o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 0,07 MW_t. Ze względu na emisję CO₂ monitorowano zużycie dwóch strumieni paliw: gazu ziemnego wysokometanowego grupy E (główny strumień paliw) oraz oleju napędowego (strumień materiałów wsadowych de minimis).

W 2014 r. emisja NO_x i pyłu nie przekroczyła 19% i 2% dopuszczalnych wielkości emisji określonych w pozwoleniu zintegrowanym, a poziom emisji SO₂ był bliski zera.

(dowód: akta kontroli str. 56-343, 2275-2470, 5726)

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Kosakowo³¹

Obiekt rozpoczął działalność w 2014 r. Pozwolenie na emisję zanieczyszczeń gazowych i pyłu do powietrza zostało wydane w dniu 1 września 2014 r.³², a zezwolenie na uczestnictwo w systemie handlu uprawnieniami do emisji dla instalacji KPMG Kosakowo w dniu 24 grudnia 2014 r.³³

Do energetycznych źródeł emisji zanieczyszczeń o łącznej nominalnej mocy cieplnej 32,81 MW_t zaliczono cztery silniki spalinowe gazowe o mocy 5,9 MW_t każdy, pięć kotłów ciepła technologicznego (dwa o mocy 4,430 MW_t i trzy - po 0,098 MW_t), trzy kotły grzewcze (dwa o mocy po 0,0311 MW_t i jeden – 0,0347 MW_t). W instalacji inne niż energetyczne źródłami emisji były trzy regeneratory glikolu o mocy 0,18 MW_t każdy i dwa piece dopalające o mocy po 0,3 MW_t.

Emisja NO_x i pyłu do powietrza stanowiła 6,5% i 3,6% dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniu.

(dowód: akta kontroli str. 2506-2564)

PGNiG Termika

W dniu 11 stycznia 2012 r. PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. (spółka, której 100% udziałów należało do PGNiG) podpisała z Vattenfall AB ostateczną umowę sprzedaży akcji (99,8%) w kapitale zakładowym Vattenfall Heat Poland SA. W dniu 23 stycznia 2012 r. firma spółki Vattenfall Heat Poland SA została zamieniona na PGNiG Termika, a w dniu 31 grudnia 2012 r. zarejestrowano połączenie spółek PGNiG

²⁹ Dalej: URE.

³⁰ Ze zmianą decyzji z dnia 13 kwietnia 2015 r.

³¹ Dalej: KPMG Kosakowo.

³² Decyzja Starosty Puckiego znak: ROŚ.6224.4.2014.

³³ Decyzja Starosty Puckiego znak: ROŚ.6226.1.2014.

Termika i PGNiG SPV 1 Sp. z o.o. (podmiotem przejmującym była PGNiG Termika). Poprzez nabycie PGNiG Termika Grupa Kapitałowa PGNiG rozszerzyła zakres swojej działalności o wytwarzanie energii elektrycznej (dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego) i ciepła (dla odbiorców komunalnych i przemysłowych aglomeracji warszawskiej) w sześciu zakładach wytwórczych: Elektrociepłowni Siekierki, Elektrociepłowni Żerań, Elektrociepłowni Pruszków, Ciepłowni Kawęczyn, Ciepłowni Wola i Ciepłowni Regaty³⁴.

(dowód: akta kontroli str. 344-842)

Elektrociepłownia Siekierki³⁵ była instalacją wytwarzającą energię elektryczną o mocy 620 MW_e i energię ciepłą o nominalnej mocy 3 044 MW_t³⁶. Źródłami emisji CO₂ było osiem kotłów parowych i sześć kotłów wodnych. Ponadto w skład instalacji wchodził agregat prądowórczy o mocy 1,1 MW_t. W instalacji wykorzystywano węgiel kamienny, olej opałowy ciężki, biomasę i olej opałowy lekki.

W latach 2008-2014 emisja substancji do powietrza nie przekroczyła dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniach zintegrowanych. Emisja SO₂ stanowiła od 22% do 69,9%, NO_x od 35,2% do 79%, a pyłów od 17% do 46,7% wielkości dopuszczalnych.

Elektrociepłownia Żerań³⁷ była instalacją wytwarzającą energię elektryczną o mocy 386 MW_e i o nominalnej mocy cieplnej 2 219 MW_t, wyposażoną w pięć kotłów parowych, dwa kotły fluidalne, cztery kotły wodne oraz dwa agregaty prądowórcze. W instalacji wykorzystywano węgiel kamienny, olej opałowy ciężki, biomasę, olej opałowy lekki i olej napędowy.

W latach 2008-2014 emisja SO₂, NO_x i pyłu do powietrza nie przekroczyła dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniach zintegrowanych. W stosunku do tych limitów emisja SO₂ stanowiła od 52,7% do 65,5%, NO_x od 36,1% do 60,9%, a pyłów od 37,1% do 44,7% wielkości dopuszczalnych.

Elektrociepłownia Pruszków³⁸ posiadała pięć kotłów parowych o łącznej mocy 181 MW_t oraz dwa kotły wodne o łącznej mocy 72 MW_t, opalane węglem kamiennym, a także agregat prądowórczy o mocy 0,2 MW_t na olej napędowy. Łączna nominalna moc cieplna instalacji wynosiła 253 MW_t.

W latach 2008-2014 emisja substancji do powietrza nie przekroczyła dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniach zintegrowanych. Wielkości rzeczywiste emisji SO₂ znajdowały się w przedziałach od 36,1% do 46,4%, NO_x od 53,2% do 65,9%, a pyłów od 19,6% do 31,1% wielkości dopuszczalnych.

Ciepłownia Kawęczyn (wcześniej Elektrociepłownia Kawęczyn)³⁹ była instalacją o nominalnej mocy cieplnej 517,3 MW_t i składała się z dwóch kotłów wodnych o mocy 257 MW_t każdy opalanych węglem kamiennym i olejem opałowym lekkim oraz agregatu prądowórczego.

W latach 2008-2014 emisja substancji do powietrza nie przekroczyła dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniach zintegrowanych. Emisja SO₂ stanowiła od 8% do 45,7%, NO_x od 10,4% do 49,7%, a pyłu od 3,3% do 15,3% wielkości dopuszczalnych.

³⁴ O mocy cieplnej 7,7 MW_t, tj. poniżej wymogu uzyskania dla instalacji zezwolenia na uczestnictwo w systemie handlu uprawnieniami do emisji.

³⁵ Dalej: EC Siekierki.

³⁶ Według stanu na dzień 8 października 2015 r.

³⁷ Dalej: EC Żerań.

³⁸ Dalej: EC Pruszków.

³⁹ Dalej: C Kawęczyn.

Ciepłownia Wola⁴⁰ była instalacją o mocy nominalnej 532,3 MW_t i składa się z czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 520 MW_t opalanych mazutem (paliwo rozpalikowe stanowił gaz propan-butan, dla jednego z kotłów wysokoenergetyczna zapalarka elektryczna) oraz trzech kotłów parowych o mocy 4,1 MW_t każdy, produkujących parę do podgrzania mazutu (dla których paliwem podstawowym był mazut, a rozpalikowym olej opałowy lekki), a także agregatu prądotwórczego o mocy 0,1 MW_t.

W latach 2008-2014 emisja SO₂, NO_x i pyłu nie przekroczyła odpowiednio 3,7%, 5,5% i 9,4% wielkości dopuszczalnych określonych w pozwoleniach zintegrowanych.

(dowód: akta kontroli str. 5743, 5739-5741, 5783-6668)

EuRoPol GAZ

EuRoPol GAZ prowadził i eksploatował instalację pod nazwą Tłocznia Gazu, która składała się z pięciu obiektów:

- Tłocznia Gazu i Pomiarownia Kondratki (TGK),
- Tłocznia Gazu Zambrów (TGZ),
- Tłocznia Gazu Ciechanów (TGC),
- Tłocznia Gazu i Systemowa Stacja Regulacyjno-Pomiarowa Włocławek (TGW),
- Tłocznia Gazu Szamotuły (TGS).

W rozporządzeniu 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 emisji⁴¹ pięć tłoczni, ze względu na powiązanie funkcjonalne, potraktowano jako jedną instalację i ujęto pod nr. PL-0909-08. Również 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 emisji⁴² tłocznie zostały ujęte jako jedna instalacja (PL-888).

Podstawową działalnością Tłoczni Gazu była obsługa systemu gazociągów dla tranzytu gazu ziemnego Jamał-Europa oraz odbiór gazu na użytek odbiorców krajowych. Zadaniem technologicznym było sprężanie gazu do ciśnienia umożliwiającego pokonanie oporów hydraulicznych rurociągu na określonym odcinku w celu dalszego tłoczenia (przesyłu gazu). Łączna nominalna moc cieplna pięciu tłoczni w latach 2008-2015 wynosiła 1 217,66 MW_t. Tłocznie Gazu posiadały odrębne pozwolenia zintegrowane oraz odrębne zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS (TGZ i TGK objęte zostały jednym zezwoleniem).

Maksymalna docelowa przepustowość TGK wynosiła 7,785 mln Nm³ gazu/h, a maksymalny przesył roczny – 34 mld Nm³. Do źródeł emisji gazów i pyłów do powietrza zaliczono 16 urządzeń, z tego cztery turbiny gazowe o mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 73,53 MW_t każda, w kotłowni grzewczej: dwa kotły o mocy 0,575 MW_t każdy i kocioł ciepłej wody użytkowej o mocy 0,042 MW_t, w kotłowni technologicznej: cztery kotły o mocy 0,225 MW_t każdy, a także cztery kotły antyoblodzeniowe o mocy 1,120 MW_t każdy i agregat prądotwórczy o mocy 1,4 MW_t. Łączna nominalna moc cieplna instalacji wyniosła 302,092 MW_t, a roczne zużycie gazu ziemnego określono na poziomie 120 mln m³.

(dowód: akta kontroli str. 4920-4947)

⁴⁰ Dalej: C Wola.

⁴¹ Dz.U. Nr 202, poz. 1248, ze zm. Dalej: rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU.

⁴² Dz. U. poz. 439, ze zm. Dalej: rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną.

Maksymalna przepustowość TGZ wynosiła 4,111 mln Nm³ gazu/h, a maksymalny przesył roczny – 34 mld Nm³. Do źródeł emisji gazów i pyłów do powietrza zaliczono dziesięć urządzeń w tym: trzy turbiny gazowe o mocy wprowadzanej w paliwie 73,53 MW_t każda, w kotłowni grzewczej: dwa kotły o mocy 0,720 MW_t każdy i kocioł ciepłej wody użytkowej o mocy 0,042 MW_t, w kotłowni technologicznej: trzy kotły o mocy 0,285 MW_t każdy. Roczne zużycie gazu ziemnego określono na poziomie 132,2 mln m³.

(dowód: akta kontroli str. 4948-4980)

Łączna nominalna moc cieplna źródeł spalania paliwa gazowego w TGC wynosiła 221,691 MW_t. Źródłami powstawania i wprowadzania substancji do powietrza były trzy turbiny gazowe o mocy cieplnej 73,53 MW_t każda i trzy kotły technologiczne (dwa o mocy 0,720 MW_t i jeden o mocy 0,042 MW_t). Roczne zużycie gazu ziemnego na cele procesowe określono na poziomie 131,4 mln m³.

(dowód: akta kontroli str. 5089-5142)

Przepustowość TGW wynosiła 2 420 mln Nm³ gazu/h (maksymalną określono na poziomie 3 796 mln Nm³/h). Do źródeł emisji gazów i pyłów do powietrza zaliczono 13 urządzeń, z tego trzy turbiny gazowe o mocy wprowadzanej w paliwie 72,18 MW_t każda, dwa kotły grzewcze o mocy 0,720 MW_t każdy, kocioł ciepłej wody użytkowej o mocy 0,055 MW_t, trzy kotły technologiczne o mocy 0,225 MW_t każdy, trzy kotły antyoblodzeniowe o mocy 1,120 MW_t i agregat prądowórczy o mocy 1,400 MW_t. Roczne zużycie gazu określono na poziomie 120,8 mln m³.

(dowód: akta kontroli str. 5197-5295)

Łączna moc cieplna TGS wynosiła 226,263 MW_t. Do źródeł emisji gazów i pyłów do powietrza zaliczono osiem urządzeń, z tego trzy turbiny gazowe o mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 73,53 MW_t każda, dwa kotły grzewcze o mocy 0,345 MW_t i dwa gazowe agregaty prądowórcze o mocy po 0,800 MW_t, zainstalowane na wypadek przerwy w dostawie energii elektrycznej z sieci w celu zachowania ciągłości pracy TGS. Roczne zużycie gazu ziemnego na cele procesowe (turbiny) określono na poziomie 131,4 mln m³, a na cele kotłowni (kotłownia grzewcza, technologiczna, ciepła woda użytkowa, agregat prądowórczy) na poziomie 788,4 tys. m³.

(dowód: akta kontroli str. 5385-5440)

W latach 2008-2014 ilość wyemitowanych substancji do powietrza z tłoczni gazu nie przekroczyła dopuszczalnych limitów określonych w pozwoleniach zintegrowanych.

[...]

(dowód: akta kontroli str. 4675-4679)

Vattenfall Heat Poland SA uzyskała dla jednej instalacji - blok energetyczny o nominalnej mocy cieplnej 984 MW_t (480 MW_e) w EC Siekerki zezwolenie na emisję na podstawie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Jak wynika z wyjaśnień Pełnomocnika Spółki⁴³, z powodu zmian właścicielskich zrezygnowano z realizacji inwestycji.

(dowód: akta kontroli str. 5729, 5743, 6073-6088)

W dniu 12 stycznia 2011 r. Vattenfall Heat Poland SA wystąpił do Marszałka Województwa Mazowieckiego z wnioskiem o przyznanie z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji EC Siekerki w liczbie 9 623 na 2011 r. i 15 853 na 2012 r. W instalacji elektrociepłowni nastąpiła zmiana polegająca na oddaniu do użytkowania instalacji mokrego odsiarczania spalin (MIOS), a emisja CO₂ z tej instalacji spowodowała wzrost emisji z całej

⁴³ Pismo z dnia 17 grudnia 2015 r., znak: MZO/4473/2015.

instalacji elektrociepłowni powyżej limitu przyznanego w *rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU*. Wydanie decyzji nastąpiło w październiku 2012 r. po uzyskaniu pozytywnej opinii Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami⁴⁴. Liczba przyznaných uprawnień do emisji na 2011 r. wyniosła 7 594, a na 2012 r. – 15 853 (łącznie 23 447). Jak wynika z wyjaśnienia Pełnomocnika Spółki⁴⁵ faktycznie na konto Spółki wpłynęło 1 708 uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 5743, 5771, 6089-6095)

Pismem z dnia 30 lipca 2014 r. PGNiG zwróciło się do KOBiZE o rozważenie możliwości przydzielenia bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji KRNiGZ Lubiatów. Do pisma dołączony został m.in. formularz NER&C⁴⁶, Raport o metodyce do procesu zbierania danych dla instalacji KRNiGZ Lubiatów i schemat instalacji KRNiGZ Lubiatów. W *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną* nie przydzielono instalacji bezpłatnych uprawnień. Uprawnienia zostały wprowadzone na rachunek w Rejestrze Unii w liczbie 98 298 (na lata 2013-2015). PGNiG w dniu 12 października 2015 r. zwróciło się do Ministerstwa Środowiska o potwierdzenie darmowych uprawnień do emisji, jakie otrzymała instalacja KRNiGZ Lubiatów na Rachunek w Rejestrze Unii. Potwierdzenie otrzymania uprawnień nastąpiło w dniu 9 listopada 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 4521-4584)

[...]

(dowód: akta kontroli str. 4505-4518)

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Oddziału Geologii i Eksploatacji⁴⁷ Spółka analizowała przepisy art. 68 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* oraz art. 31 ust. 1 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*, dotyczące możliwości utworzenia grupy instalacji. W ramach PGNiG do dnia 31 grudnia 2011 r. znajdowały się instalacje (KRNiGZ Dębno, KPMG Mogilno oraz dwie instalacje w Odolanowie), które nie stanowiły tego samego rodzaju instalacji. Każda reprezentowała inny rodzaj działalności technologicznej (kopalnia, magazyn gazu i odazotownia/tłocznia). Po przeprowadzonej analizie stwierdzono brak możliwości utworzenia grupy instalacji. Pod uwagę wzięto również, mogące się pojawić dodatkowe koszty powołania i utrzymania zarządcy grupy instalacji i kontroli poprawności jego działań.

(dowód: akta kontroli str. 4466)

1.2. Realizacja obowiązków związanych z przekazaniem informacji niezbędnych dla opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień⁴⁸, Krajowych Środków Wykonawczych⁴⁹ i KPI

Prowadzący instalacje, objęte systemem EU ETS w drugim okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012) wywiązali się z obowiązku przekazania informacji wymaganych do opracowania KPRU, KŚW i KPI.

PGNiG w piśmie z dnia 13 czerwca 2007 r. skierowanym do Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁵⁰, wniósł uwagi do projektu KPRU na lata 2008-2012, dotyczące ogólnej liczby przydzielonych uprawnień oraz rozdziału uprawnień pomiędzy poszczególne instalacje prowadzone

⁴⁴ Dalej: KOBiZE.

⁴⁵ Pismo znak MZO/4473/2015Z z dnia 17 grudnia 2015 r.

⁴⁶ elektroniczny formularz opracowany i udostępniony przez Komisję Europejską, służący do zbierania informacji, zgodnie z art. 24 ust. 2 *decyzji Komisji UE Nr 2011/278/UE*, dla instalacji w których nastąpiła zmiana zdolności produkcyjnej, poziomu działalności lub działalności instalacji, mająca wpływ na bezpłatny przydział uprawnień do emisji dla tej instalacji.

⁴⁷ Pismo znak OGIE/DW/DWS/000073/2016 z dnia 29 stycznia 2016 r.

⁴⁸ Dalej: KPRU.

⁴⁹ Dalej: KŚW.

⁵⁰ Dalej: KASHUE.

przez Spółkę. PGNiG zgłosił zapotrzebowanie na uprawnienia w liczbie 113 900 i wnioskował o jej zwiększenie o 2 260 dla instalacji w Odolanowie. W trakcie prac nad projektem KPRU instalację w Odolanowie podzielono na dwie i łączny przydział uprawnień dla dwóch instalacji wyniósł 41 676 (na lata 2008-2012), tj. o 12 524 uprawnień poniżej oczekiwań PGNiG. Również wielkość zapotrzebowania na uprawnienia dla instalacji KRNiGZ Dębno nie została uwzględniona w ostatecznym projekcie KPRU i wyniosła 81,7% zgłoszonego przydziału przez PGNiG. Zwiększony przydział (w liczbie 26 642) w stosunku do zgłoszenia (23 200) Spółka uzyskała dla instalacji KPMG Mogilno. W piśmie z dnia 28 lipca 2008 r. Ministerstwo Środowiska poinformowało PGNiG, że w obliczeniach nie uwzględniono emisji CO₂ pochodzącej z oczyszczania gazu, ponieważ nie jest to emisja wynikająca z procesu spalania. Podział instalacji zlokalizowanej w Odolanowie wynikał z mocy zainstalowanych urządzeń. Wykorzystanie motosprężarek, będących źródłem emisji procesowej, do przetłaczania gazu o mocy przekraczającej sumarycznie kryterium 20 MW w paliwie, spowodowało konieczność wydzielenia części instalacji pod osobną pozycją.

Uwagi PGNiG Termika⁵¹ dotyczyły interpretacji przepisów m.in. w zakresie metodologii rozliczania zużytego paliwa na produkcję.

Zarząd EuRoPol GAZ⁵² uzgadniał zasady zakwalifikowania prowadzonych instalacji jako jednej instalacji, a nie pięciu oddzielnie, co zostało uwzględnione w *rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU*.

PGNiG Termika zgłosiła do KPI 13 zadań, z których 10 zostało zaakceptowanych. Nie zakwalifikowano trzech zadań: budowy nowego bloku w EL Siekierki (PL-\$-0171 i PL-\$-172) i budowy bloku gazowo-parowego w Elektrociepłownia Stalowa Wola (PL-\$-0114)⁵³.

Jak wynika z wyjaśnień Pełnomocnika Spółki⁵⁴ w późniejszym okresie redukcji uległy wysokości zadeklarowanych kwot oraz zakres zgłoszonych zadań, z uwagi na dopasowanie charakteru zadań inwestycyjnych do wymogów KPI. Projekty PL-\$-0171 i PL-\$-0172 były zadaniami zamiennymi (budowa bloku w dwóch wariantach technologicznych z różnym paliwem), zostały uznane przez Komisję jako przedsięwzięcia tworzące nową moc i nie zostały zakwalifikowane do KPI.

(dowód: akta kontroli str. 2729-2771, 4131-4353, 4690-4911, 5743-5744, 5755-5757, 6669-7106)

Spółki PGNiG sporządzały i przekazywały, począwszy od 2012 r., za pośrednictwem krajowej bazy o emisjach na stronie internetowej KOBiZE, sprawozdania (CIMS⁵⁵) dotyczące monitorowania poziomu działalności i znaczących zmian zdolności produkcyjnych instalacji, na potrzeby art. 24 *decyzji Komisji nr 2011/278UE 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*⁵⁶.

(dowód: akta kontroli str. 4466-4467, 4471-4504, 4913-4919)

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Oddziału Geologii i Eksploatacji⁵⁷ liczba uprawnień do emisji wydana na 2014 r. dla instalacji KPMG Mogilno została zmniejszona automatycznie po przekazaniu sprawozdania CIMS za 2013 r. (na skutek zmniejszenia zdolności produkcyjnych). Po przekazaniu sprawozdania CIMS

⁵¹ Pismo znak: MZO/4473/2015 z dnia 17 grudnia 2015 r.

⁵² Pismo znak: Z/Z1/DT/NKV/4624/2015 z dnia 14 grudnia 2015 r.

⁵³ Projekt miał być realizowany ze spółką Tauron Polska Energia SA.

⁵⁴ Pismo znak: MZO/4473/2015 z dnia 17 grudnia 2015 r.

⁵⁵ Community-wide Implementing Measures.

⁵⁶ Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str. 1, ze zm. Dalej: *decyzja CIMS*.

⁵⁷ Pismo znak OGIE/DW/DWS/000073/2016 z dnia 29 stycznia 2016 r.

za 2014 r., z którego wynikało iż zdolności produkcyjne znowu wzrosły (nastąpiła fizyczna zmiana, oddano trzy nowe komory magazynowe, zwiększając tym samym pojemność magazynu), automatycznie zwiększono przydział uprawnień na 2015 r. Ponadto, w latach 2012-2013 spadło zapotrzebowanie na gaz w związku z panującymi warunkami atmosferycznymi. Magazyn gazu był w ciągłej rozbudowie i jego pojemność robocza wzrasta rokrocznie. Tym samym wzrastały zdolności produkcyjne w odniesieniu do poprzednich lat.

(dowód: akta kontroli str. 982, 1146, 1524, 1807, 2197, 2473, 2567, 4440-4584)

1.3. Realizacja obowiązków zakresie planu monitorowania wielkości emisji

W zezwoleniach nałożono obowiązek monitorowania emisji CO₂ na podstawie planów monitorowania, stanowiących załączniki do decyzji, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji⁵⁸. W związku z koniecznością dostosowania zasad monitorowania i raportowania emisji CO₂ do wymagań określonych w rozporządzeniu UE z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania od 1 stycznia 2013 r. we wszystkich instalacjach obowiązywały nowe plany monitorowania wielkości emisji zatwierdzone do stosowania w drodze decyzji.

W PGNiG wdrożono *Procedurę raportowania emisji gazów cieplarnianych na potrzeby EU ETS oraz prowadzenia rachunków i zakupu uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji PGNiG w Rejestrze Uprawnień Unii Europejskiej*. Tożsame procedury funkcjonowały u operatorów instalacji objętych systemem EU ETS w ramach ich zintegrowanych systemów zarządzania i dotyczyły: kontroli pomiarów, nadzoru i walidacji urządzeń pomiarowych, wzorcowania i kalibracji, przekazywania danych, ich archiwizacji, sposobu opracowywania raportów z emisji i wyliczania wskaźników emisji.

Prawidłowość wykonywania obowiązku w zakresie monitorowania wielkości emisji CO₂ zbadano na przykładzie instalacji EC Siekierki prowadzonej przez PGNiG Termika. Instalacja wyemitowała w 2014 r. 3 156 409 Mg CO₂, tj. 48% całkowitej emisji z instalacji objętych systemem EU ETS prowadzonych przez Spółki PGNiG.

Do wyliczenia emisji CO₂ z EC Siekierki zastosowano metodę obliczeniową. Roczna emisja CO₂ była sumą emisji miesięcznych ze wszystkich strumieni paliw i materiałów wsadowych. Strumieniem głównym był węgiel kamienny, strumieniem pomniejszym – olej opałowy ciężki, strumieniami de minimis – olej opałowy lekki i olej napędowy. Oprócz czterech rodzajów paliwa pod uwagę brano również emisję pochodzącą z procesów technologicznych (usuwanie SO₂ ze spalin poprzez rozkład węglanów), w których paliwem był węgiel wapnia i węgiel magnezu (strumień de minimis). Miesięczną ilość zużytego węgla kamiennego sumowano na podstawie wskazań liczników wag automatycznych. Średniomiesięczne (ważone masą paliwa) współczynniki obliczeniowe dla węgla kamiennego wyznaczane były na podstawie analiz w Wydziale Laboratorium Chemicznego. Miesięczne dane dotyczące zużycia oleju opałowego ciężkiego i oleju opałowego lekkiego obliczano na podstawie wskazań wagi dostawy i bilansu zapasu. Średniomiesięczne (ważone masą paliwa) współczynniki obliczeniowe były wyznaczane na podstawie analiz laboratoryjnych. Ilość zużytego oleju napędowego obliczano na podstawie szacowania bilansu zapasów i dostaw (na podstawie faktur), a współczynniki obliczeniowe na podstawie tabel KOBIZE. Ilość użytych węglanów wyliczano na podstawie bilansu zapasu i dostaw według faktur i świadectw jakości. Wskaźnik emisji CO₂ dla węglanu wapnia przyjęto na poziomie: 0,44 Mg CO₂ /Mg CaCO₃, a dla węglanu magnezu -

⁵⁸ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej: rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania emisji.

0,522 Mg CO₂/Mg MgCO₂⁵⁹. Automatyczne wagi do pomiaru masy zużywanego węgla podlegały bieżącemu nadzorowi i posiadały świadectwa legalizacji i wzorcowania. Automatyczne próbopobieraki węgla posiadały świadectwa jakości. Dokumentacja potwierdzająca jakość urządzeń pomiarowych i próbopobieraków stanowiła przedmiot kontroli podczas weryfikacji zewnętrznej raportu rocznego emisji CO₂. Kontrola realizacji planu monitorowania wykonywana przez uprawnionych audytorów zewnętrznych w ramach weryfikacji raportów rocznych nie wykazała nieprawidłowości. Również WIOŚ nie wnosił uwag dotyczących monitorowania i raportowania emisji.

(dowód: akta kontroli str. 5746-5752, 5983-6072, 6089-6184)

1.4. Realizacja obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych w zakresie emisji, umorzenia uprawnień do emisji

Prowadzący instalacje PGNiG opracowało za lata 2008-2014 łącznie 32 raporty o wielkości emisji CO₂. Raporty zostały zweryfikowane przez uprawniony podmiot oraz przekazane w terminie do 31 marca każdego roku następującego po roku rozliczeniowym. W zweryfikowanych raportach rocznych stwierdzono zgodność zastosowanego sposobu monitorowania z procedurą określoną w zezwoleniu i wymaganiami *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania emisji i rozporządzenia UE z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania*, nie stwierdzono niezgodności ze stanem faktycznym. Pięć raportów zawierało uwagi⁶⁰, a w 12 rekomendowano ulepszenia. Uwagi dotyczyły:

- aktualizacji planów monitorowania w zakresie poziomów dokładności, w tym wskaźnika emisji (raporty roczne za 2008 r. z instalacji Kotłownia w Odolanowie i KPMG Mogilno),
- rozliczenia jakości gazu ziemnego w 2013 r. na podstawie analiz wykonanych w laboratorium akredytowanym PGNiG Oddział w Zielonej Górze zgodnie z procedurą pt. *Plan poboru próbek*, która stanowiła, że ww. laboratorium wykonuje analizy na podstawie planu monitorowania w momencie awarii chromatografu procesowego on-line (w sprawozdaniu z weryfikacji raportu za 2013 r. z instalacji KRNiGZ Lubiatów),
- dostosowania planu monitorowania do zwiększonej przez operatora częstotliwości wykonywanych analiz składu dla gazów kwaśnych oraz gazów spalanych na pochodniach tak, by całość wprowadzanych działań znajdowała odzwierciedlenie w zgłaszanych zmianach planu monitorowania (w sprawozdaniu z weryfikacji raportu za 2014 r. z instalacji KRNiGZ Lubiatów),
- niewykonania atestacji początkowej chromatografu on-line w 2014 r. (atestację wykonano w marcu 2015 r.), braku zapisów z prowadzonego nadzoru nad chromatografem on-line w 2014 r. i braku aktualizacji planu monitorowania w związku z wymianą przepływomierzy rotorowych (aktualizację planu monitorowania w tym zakresie zatwierdzono w kwietniu 2015 r.) – w sprawozdaniu z weryfikacji raportu za 2014 r. z instalacji PMG Wierzchowice.

Ulepszenia zalecane przez weryfikatorów obejmowały:

- doprecyzowanie lub aktualizację zapisów dotyczących przygotowania mieszanin wzorcowych do chromatografu on-line, sytuacji awarii chromatografu procesowego oraz układu pomiarowego gazu kwaśnego z instalacji aminowej, a także wskazanie liczby analiz gazu kwaśnego z instalacji aminowej w związku z istotnymi zmianami składu tego gazu. Za 2014 r. zalecane ulepszenia dotyczyły analizy harmonogramu działań wykonywanych w ramach procedur

⁵⁹ Na podstawie rozporządzenia w sprawie monitorowania i raportowania gazów cieplarnianych.

⁶⁰ Uwagi nie dotyczyły wielkości raportowanej emisji.

związanych z monitorowaniem i raportowaniem w celu zapewnienia realizacji podejmowanych działań w ustawowych terminach oraz aktualizacji zapisów planu monitorowania zgodnie z realizowaną częstotliwością analiz dla gazu spalnego na pochodniach, gazu kwaśnego z instalacji sulfinolowej i gazu kwaśnego z instalacji odgazowania wody złożowej (sprawozdania z weryfikacji za 2013 r. i 2014 r. z instalacji KRNiGZ Lubiatów),

- zastosowanie poziomu dokładności 1 dla ilości oleju napędowego w związku z brakiem uzasadnienia dla nieokreślenia tego poziomu oraz uzupełnienie zapisów dotyczących rozliczenia zużycia pozostałości gazowych z procesu osuszania gazu w zużycia strumienia głównego gazu ziemnego (sprawozdanie z weryfikacji za 2014 r. z instalacji PMG Wierzchowice),
- uzupełnienie m.in. planu monitorowania o zasady postępowania w przypadku awarii chromatografu on-line, prowadzenie corocznych kalibracji w ramach nadzoru nad układami pomiarowymi wykorzystywanymi do określenia zużycia gazu ziemnego, uzupełnienie lub doprecyzowanie procesu zapewnienia kompetencji w zakresie prowadzonych szkoleń dla osób uczestniczących w procesie monitorowania i raportowania emisji (sprawozdania z weryfikacji za 2013 r. z instalacji Kociołnia i TG w Odolanowie) oraz dodatkowo dla instalacji Kociołnia ponowną analizę mocy zainstalowanej źródeł emisji na terenie instalacji. W wyniku weryfikacji raportów za 2014 r. dla obu instalacji zalecono zatwierdzenie planu poboru próbek zgodnie z art. 33 *rozporządzenia z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania* a dodatkowo dla instalacji Kociołnia w Odolanowie połączenie obu instalacji z powodu niższej niż 20 MW mocy instalacji po przeliczeniu według zasad wynikających z *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* oraz aktualizację zezwolenia w zakresie nazwy instalacji, jednoznacznego jej opisu i rodzaju działalności,
- zaktualizowanie procedur w zakresie odpowiedzialności, jednoznaczności zapisów, zasad i zakresu dokonywanych ocen adekwatności planu monitorowania oraz zmian w działalności, w tym zmian związanych z uruchamianiem kolejnych kawern (sprawozdanie z weryfikacji za 2014 r. instalacji KPMG Kosakowo),
- uzupełnienie zapisów związanych z wykorzystywaniem układu pomiarowego zużycia gazu, aktualizację nazwy prowadzącego instalację w procedurach i planie monitorowania oraz poprawę zapisów dotyczących wartości opałowej i wskaźnika emisji, za 2014 r. aktualizację dokumentów wewnętrznych w związku ze zmianą nazwy od 1 stycznia 2015 r. (sprawozdania z weryfikacji raportów za 2013 r. i 2014 r. z instalacji KPMG Mogilno),
- doprecyzowanie zapisów związanych z prowadzeniem archiwizacji elektronicznych wersji dokumentów, przeprowadzenie analizy potwierdzającej, że nie dochodzi do utleniania węglowodorów i tlenu węgla podczas realizowanego procesu produkcji siarki na instalacji Clausa, a za 2014 r. analizę harmonogramu działań wykonywanych w ramach procedur związanych z monitorowaniem i raportowaniem w celu zapewnienia realizacji podejmowanych działań w ustawowych terminach oraz przeprowadzenie w II i III kwartale 2015 r. oceny adekwatności planu monitorowania po zmianach m.in. dodaniu dodatkowego strumienia paliwa, w celu potwierdzenia poprawności wdrożonych zmian (sprawozdania z weryfikacji raportów za 2013 r. i 2014 r. z instalacji KRNiGZ Dębno).

(dowód: akta kontroli str.984-1095, 1148-1256, 1526-1636, 1810-1923, 2199-2274, 2475-2505, 2569-2599)

Jak wynika z wyjaśnień Koordynatora ds. emisji PGNiG⁶¹ KOBiZE nie występowało do PGNiG o udzielenie wyjaśnień w sprawie raportów rocznych, nie występowało również do WIOŚ o przeprowadzenie kontroli instalacji uczestniczących w systemie EU ETS w celu sprawdzenia zgodności danych wykazanych w raportach ze stanem faktycznym.

(dowód: akta kontroli str. 2728)

PGNiG Termika przekazała do KASHUE/KOBiZE zweryfikowane raporty roczne emisji CO₂ za lata 2008-2014 z pięciu prowadzonych instalacji w obowiązującym terminie. Raporty za 2014 r. z instalacji C Kawęczyn i Wola zostały doręczone w dniu 16 marca 2015 r. KOBiZE zgłosiło uwagi do raportów związane z brakiem prawidłowego „niepowtarzalnego numeru instalacji”. Raporty za 2014 r. z nowym numerem instalacji zostały doręczone wraz z oświadczeniem Spółki w dniu 14 kwietnia 2015 r. Weryfikatorzy nie zgłaszali uwag do raportów. Zalecane ulepszenia zostały ujęte w raportach emisji CO₂ za 2014 r. z czterech instalacji i dotyczyły szczegółowego opisu sposobu wyliczania współczynnika utleniania w EC Siekierki, EC Żerań, EC Pruszków i C Kawęczyn oraz zebrania dowodów na temat jakości (stopnia zanieczyszczenia) biomasy w EC Siekierki i EC Żerań.

(dowód: akta kontroli str. 7148-7774, 9175)

Zgodnie z art. 45 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami i art. 62 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami EuRoPol GAZ przekazał zweryfikowane raporty roczne rzeczywistej emisji CO₂ za lata 2009-2010 do KASHUE i za lata 2011-2014 do KOBiZE. Raporty roczne za lata 2009-2014 zostały doręczone w terminie, tj. do 31 marca każdego roku. Raport za 2008 r. został doręczony w terminie, był jednak niezwyfikowany. W piśmie z dnia 31 marca 2009 r. do KASHUE Zarząd Spółki wyjaśnił, że raport został wstępnie zweryfikowany bez zastrzeżeń przez audytora, nie został podpisany z powodu niewydania do tego czasu zezwoleń na uczestnictwo w systemie EU ETS (przez Urzędy Marszałkowskie Województw: Mazowieckiego, Wielkopolskiego i Kujawsko-Pomorskiego⁶²). Spółka, w związku ze stanowiskiem KASHUE⁶³, że system gazociągów tranzytowych na potrzeby EU ETS stanowi jedną instalację, zwróciła się w dniu 17 grudnia 2008 r. do Urzędu Marszałkowskiego Województwa Podlaskiego o wydanie zezwolenia dla instalacji obejmującej pięć tłoczni. Postępowanie wyjaśniające przeprowadzone przez Marszałka Województwa Podlaskiego zakończyło się wydaniem postanowienia odmawiającego. Zdaniem Marszałka, ponieważ pomiędzy tłoczniami nie istniało powiązanie technologiczne, to zgodnie z art. 34 ust. 2 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami i art. 378 ust. 2a pkt 2 POŚ nie był organem kompetentnym do wydania zezwolenia dla instalacji znajdującej się poza terenem Województwa Podlaskiego (TGW, TGS i TGC). 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.

(dowód: 4668-4669, 5296-5297, 5514-5703, 4672, 4683, 5711-5725)

Informacje na temat bilansowania wielkości emisji z posiadanymi uprawnieniami dla PGNiG i Grupy Kapitałowej (PGNiG i PGNiG Termika) nie były w pełni zgodne z danymi prezentowanymi w rocznych Sprawozdaniach Zarządu z działalności Spółki PGNiG i Grupy Kapitałowej w rozdziale „Ochrona Środowiska”. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Oddziału Geologii i Eksploatacji⁶⁴ pojawiające się różnice w prezentowanych informacjach o wielkości emisji w rocznym Sprawozdaniu

⁶¹ Pismo znak: OGiE/DW/DWS/MW/000573/2015 z dnia 4 listopada 2015 r.

⁶² Decyzję wydał jedynie Urząd Marszałkowski Województwa Podlaskiego – znak: DIS.V.7670-3-2/09 z dnia 27 marca 2009 r.

⁶³ Pismo znak: KA 6001/0957/07 z dnia 5 września 2007 r.

⁶⁴ Pismo z dnia 29 stycznia 2016 r., znak: OGiE/DW/DWS/000073/2016.

Zarządu w stosunku do wielkości z raportów rocznych za ten sam rok powstają na skutek ujęcia informacji o emisjach jeszcze niezwyfikowanych. Raport dla Zarządu powstaje w grudniu i aktualizowany jest na początku stycznia każdego roku za rok poprzedni, natomiast ustawowy obowiązek weryfikacji raportów rocznych i tym samym rzeczywistych emisji CO₂ jest do 31 marca każdego roku. Dopiero po weryfikacji raportów rocznych przez uprawnionego weryfikatora zewnętrznego i przekazaniu ich do KOBIZE prezentowane dane są ostateczne i są zamieszczane w raporcie półrocznym, ale roku bilansowego następnego.

(dowód: akta kontroli str. 56-842, 4463, 4467)

Spółki PGNiG dokonywały umorzenia uprawnień do emisji w liczbie odpowiadającej wielkości emisji ustalonej na podstawie zweryfikowanego raportu rocznego, tj. w trybie art. 65 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Łącznie w latach 2008-2014 umorzono 46 753 118 uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 56-842, 4463, 4467)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Uwagi dotyczące
badanej działalności

NIK zwraca uwagę, że data na piśmie przewodnim, przy którym prowadzący instalacje przekazują raporty o wielkości emisji do KOBIZE, nie jest równoznaczna z datą nadania lub doręczenia dokumentów. Prowadzący instalacje PGNiG nie przedstawili dowodów świadczących o dostarczeniu lub nadaniu do adresata zweryfikowanych raportów o wielkości emisji: KRNiGZ Dębno za lata 2008-2009, 2011 i 2014, KPMG Mogilno za lata 2009-2010 i 2013, KRNiGZ Lubiatów za 2014 r. i PMG Wierzchowice za 2014 r. Brak tych dowodów uniemożliwia dokonanie oceny o wywiązaniu się z obowiązków nałożonych na prowadzących instalacje wynikających z art. 45 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* i art. 62 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

2. Działania związane z dostosowaniem organizacji działalności gospodarczej, powodującej emisję gazów cieplarnianych do wymagań w zakresie wyznaczonych limitów emisji

Opis stanu
faktycznego

2.1. Kierunki działań przyjęte w strategiach

W *Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2014-2022* z dnia 29 grudnia 2014 r. określono cztery kluczowe dla Spółki obszary biznesowe i dziesięć inicjatyw strategicznych. W obszarze *Maksymalizacja przepływów z obszarów infrastruktury i wytwarzania* określono inicjatywę pn. *Aktywny udział we współtworzeniu regulacji dotyczących rynku nośników energii*, której celem było przedłużenie okresu wsparcia dla kogeneracji gazowej, korzystnej pod względem ekologicznym (w porównaniu z odrębnym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej) oraz wprowadzenie regulacji dotyczących paliw alternatywnych dla transportu. W obszarze *Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości* określono inicjatywę pn. *Program Poprawy Efektywności (PPE)*. W ramach PPE zaplanowano działania zmierzające do wdrożenia strategii GK PGNiG w zakresie realizacji obowiązków wynikających z regulacji dotyczących efektywności energetycznej w celu stworzenia spójnego podejścia GK PGNiG oraz w zakresie rynku paliw alternatywnych CNG i LNG w celu wdrożenia kompleksowej strategii dotyczącej dalszego zaangażowania GK PGNiG w rynku paliw

alternatywnych. W ramach PPE podjęto również inicjatywę *Efektywność energetyczna*, której podstawowymi celami było:

- zapewnienie realizacji wymogów stawianych przez nową ustawę o efektywności energetycznej, a także identyfikacja potencjalnych szans rynkowych i dotarcie do nowych grup odbiorców,
- osiągnięcie wymiernych korzyści w postaci redukcji kosztów zużycia energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła i chłodu – jako rezultat pilotażowego wdrożenia w wybranym obiekcie PGNiG Systemu Zarządzania Energią.

(dowód: akta kontroli str. 2774-2776)

PGNiG nie opracowało strategii działań mających na celu ograniczenie emisji gazów oraz dostosowanie organizacji prowadzonej działalności do wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów do powietrza. Jak wynika z wyjaśnienia Zarządu PGNiG⁶⁵ działalność Spółki, podczas poszukiwania i wydobywania węgla kamiennego oraz ich przetwarzania, ma znikomy wpływ na stan powietrza w porównaniu z oddziaływaniem na inne elementy środowiska, np. ingerencję w powierzchnię ziemi czy powstawanie odpadów. Ponadto efektem działalności Spółki jest zwiększenie udziału gazu ziemnego w strukturze zużycia energii pierwotnej w Polsce, co przyczynia się również do ograniczenia emisji gazów i pyłów do powietrza. Ze względu na charakter prowadzonej działalności, Spółka nie widzi potrzeby, a także nie jest zobligowana, do wdrożenia odrębnej strategii ograniczającej emisję gazów do powietrza.

(dowód: akta kontroli str. 2774)

Planowane zadania związane z dostosowaniem działalności PGNiG Termika do wymogów PEK ujęto w dokumencie *Kierunki strategiczne PGNiG Termika na lata 2012-2020* z dnia 28 lutego 2013 r., w którym określono pięć kierunków i sześć celów strategicznych (z terminem wykonania do końca 2020 r.). W kierunku *Realizacja strategii odpowiedzialności społecznej* Spółka miała koncentrować się na dwóch celach: *Zapewnieniu zgodności działań jednostek organizacyjnych z polityką środowiskową GK PGNiG i PGNiG Termika* oraz *Uzyskaniu wysokiego poziomu satysfakcji interesariuszy*. Do pomiaru stopnia realizacji celów wyznaczono sześć mierników, w tym m.in.:

- redukcję emisji CO₂ w aktywach warszawskich i pruszkowskich o 950 tys. Mg (w stosunku do emisji w 2005 r.), wartość docelową miernika w 2020 r. określono na poziomie 5,3 mln Mg CO₂,
- brak kar z tytułu oddziaływania na środowisko,
- brak powtarzających się uchybień środowiskowych wykazywanych przez interesariuszy zewnętrznych (raport SZŚ),
- „Top 3” miejsce w rankingu 20 największych elektrociepłowni w Polsce pod względem niskiej emisyjności (CO₂, pył, NO_x, SO₂),
- praca bez składowisk i magazynów zewnętrznych UPS⁶⁶.

Mierniki: brak kar z tytułu oddziaływania na środowisko, brak powtarzających się uchybień środowiskowych wykazywanych przez interesariuszy zewnętrznych i „Top 3” miejsce w rankingu 20 największych elektrociepłowni w Polsce pod względem niskiej emisyjności zostały osiągnięte w 2014 r.

Do kluczowych wyzwań Spółki, określonych w *Kierunkach* zaliczono m.in. konieczność przeprowadzenia głębokiej modernizacji posiadanego majątku wytwórczego w celu dostosowania do wysokich standardów środowiskowych i klimatycznych (co miało spowodować, po zakończeniu procesu

⁶⁵ Pismo znak: OGiE/DW/DW/000626/2015 z dnia 17 grudnia 2015 r.

⁶⁶ UPS – uboczne produkty spalania.

wprowadzenia nowoczesnych technologii gazowych w latach 2016-2017, jakościową zmianę w Spółce) oraz ryzyka legislacyjne hamujące proces przygotowania nowych projektów rozwojowych. Podejmowanie decyzji dotyczących budowy nowych jednostek wytwórczych utrudniała niepewność kierunków zmian legislacji energetycznej w Polsce, brak jasnych reguł na rynku energii w wyniku subwencjonowania określonych technologii oraz niepewność, co do dalszych zasad funkcjonowania systemu EU ETS i wartości jednostek EUA⁶⁷. Ponadto wskazano na ograniczenia, ze względu na poziom zadłużenia Spółki, w dostępie do środków finansowych, niezbędnych do kontynuacji strategii rozwoju. Priorytet miały projekty o najwyższych wskaźnikach zwrotu z inwestycji (i jednocześnie zgodne z przyjętą strategią Spółki). Główne działania rozwojowe Spółki miały koncentrować się na optymalnym dostosowaniu majątku wytwórczego do wymogów ochrony środowiska wynikających z *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)(wersja przekształcona)*⁶⁸ przy jednoczesnej maksymalizacji wykorzystania strumienia ciepła użytkowego do produkcji energii elektrycznej. Mając na uwadze ryzyko rosnących kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂ Spółka miała dążyć (na terenie aglomeracji warszawskiej) do dywersyfikacji rodzajów zużywanych paliw w aktywach wytwórczych, stopniowo zastępując węgiel paliwem gazowym i biomasą oraz ewentualnie odpadami komunalnymi (co miało być poprzedzone powtórными analizami opłacalności w świetle nowych regulacji prawnych). Przewidywano, że w ramach dostosowania istniejącego majątku wytwórczego Spółki do wymogów ochrony środowiska oraz w ramach działań zmniejszających negatywne skutki klimatyczne wynikające z produkcji energii elektrycznej i ciepła, w 2020 r. udział węgla w portfelu paliw zmniejszy się do poziomu ok. 55%, dzięki planowanym głównym projektom inwestycyjnym:

- przebudowie do końca 2015 r. kotłów K1 oraz K2 w EC Siekierki na kotły biomasowe,
- budowie do końca 2017 r. jednostki kogeneracji gazowej oraz gazowych kotłów szczytowych w EC Żerań,
- budowie do końca 2022 r. nowej (na paliwo gazowe) EC Pruszków lub przyłączenie pruszkowskiej sieci dystrybucyjnej do warszawskiego systemu ciepłowniczego,
- budowie po 2020 r. drugiego bloku gazowo-parowego w Warszawie.

Dodatkowym argumentem przemawiającym za przebudową majątku wytwórczego w elektrociepłowniach warszawskich oraz za odchodzeniem od paliwa węglowego była rosnąca presja społeczna na ochronę klimatu i środowiska, wymuszająca na Spółce stopniową likwidację składowisk popiołu. Przewidziano do końca 2020 r. zakończenie eksploatacji ostatniego składowiska popiołu (składowiska Zawady).

Działalność na terenie kraju miała być związana przede wszystkim z budową kogeneracyjnych jednostek wytwórczych różnych mocy w obszarze przedsiębiorstw ciepłowniczych i energetyki przemysłowej. Przewidywano konwersję gazowych lub węglowych kotłów wodnych na gazowe jednostki kogeneracyjne oraz przebudowę zdekapitalizowanych elektrociepłowni przemysłowych na nowoczesne jednostki kogeneracyjne. System wsparcia kogeneracji oraz koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂, a także jednostkowy nakład inwestycyjny i krótki cykl budowy sprawiały, iż kogeneracyjne jednostki gazowe były obiektami obciążonymi mniejszym ryzykiem

⁶⁷ EUA - uprawnienie do emisji (European Union Allowance).

⁶⁸ Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, ze zm.. Dalej: *dyrektywa IED* (Industrial Emissions Directive).

inwestycyjnym niż jednostki węglowe, dlatego zdaniem Spółki należało w pierwszej kolejności koncentrować się na możliwości budowy jednostek gazowych.

(dowód: akta kontroli str. 5754-5755, 7107-7147, 4017)

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu EuRoPol GAZ⁶⁹ spółka ta nie opracowała strategii działań mających na celu ograniczenie emisji gazów do powietrza. Na ograniczenie emisji gazu ma wpływ jedynie optymalizacja przesyłu gazu w ramach normalnej eksploatacji instalacji. Ponadto z wyjaśnień wynika, że głównym celem optymalizacji przesyłu gazu w ramach normalnej eksploatacji prowadzonej na polskim odcinku gazociągu Jamal-Europa jest minimalizacja wielkości całkowitego zużycia gazu na potrzeby przesyłu, przy zachowaniu wymagań wynikających z kontraktów na przesył. Przyjęte cele optymalizacji są zbieżne z dążeniem do zmniejszenia emisji CO₂. Obecnie optymalizacja pracy polskiego odcinka gazociągu jest prowadzona na dwóch poziomach, tj. na poziomie systemu i na poziomie poszczególnych tłoczni. Na poziomie systemu odbywa się poprzez dobór optymalnego układu pracy tłoczni przy wykorzystaniu oprogramowania Simone stosowanego zarówno przez operatora do prowadzenia ruchu jak i przez służby Spółki do monitorowania realizacji kontraktów przesyłowych. W poszczególnych tłoczniach wykorzystywane są systemy rozdziału obciążeń wyposażone w pakiet oprogramowania DMPC (Data Mining Process Control) do optymalizacji zużycia gazu paliwowego działające w czasie rzeczywistym. Za sterowanie strumieniem gazu, a tym samym za wielkość emisji gazów odpowiada Operator SGT - OGP GAZ-SYSTEM SA.

(dowód: akta kontroli str. 4671, 5709-5710)

2.2. Działania podejmowane w celu dostosowania działalności do wymagań w zakresie zmniejszenia emisji gazów do powietrza

W celu poprawy efektywności energetycznej w oddziałach PGNiG wykonano 16 przedsięwzięć, które w okresie ich eksploatacji (od 5 do 15 lat) miały przyczynić się do zaoszczędzenia 541 861 MWh energii, a spodziewane oszczędności finansowe z tego tytułu oszacowano na poziomie 74 899,5 mln zł. Przedsięwzięcia obejmowały m.in. wymianę skraplarki helu (12 478,9 tys. zł), modernizację układów paliwowych w tłoczni gazu (4 986,7 tys. zł), instalację turbin ekspansyjnych w miejsce zaworów rozprężnych (3 170,9 tys. zł), modernizację instalacji polegającą na wymianie krzyżowego wymiennika ciepła na wymiennik o wyższej sprawności (30 405,8 tys. zł) i czynnika roboczego pośredniczącego w procesie usuwania CO₂ z gazu ziemnego (12 109,1 tys. zł) oraz na zmianie sposobu sterowania procesem osuszania gazu ziemnego (3 555,6 tys. zł) w Odolanowie. Działania prośrodowiskowe w PGNiG Termika dotyczyły przebudowy kotłów w elektrociepłowni, modernizację instalacji mokrego odsiarczania spalin, zabudowy filtrów workowych na kotłach fluidalnych i modernizacji systemu monitoringu spalin oraz modernizację układu odpowietrzania kotłów fluidalnych.

W krótkoterminowej Strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2013-2015 z października 2013 r. zaplanowano realizację inicjatywy pn. *Rozwój segmentu energetyki*, której efektem miało być zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu ziemnego dzięki rozwojowi nowych źródeł opalanych gazem, korzyści z produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, w tym zwiększenie przychodów dla GK PGNiG oraz wzrost udziału w rynku energii elektrycznej i ciepła w kraju. W ramach tej inicjatywy PGNiG Termika realizowała trzy zadania: budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań, przebudowę kotłów węglowych na biomasę w EC Siekierki i budowę bloku gazowo-parowego w EC Stalowa Wola.

⁶⁹ Pisma: znak Z/Z1/DT/NKV/4624/2015 z dnia 14 grudnia 2015 r. oraz znak Z1/Z3/DF/ALE/388/2016 z dnia 29 stycznia 2016 r.

W „Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG w perspektywie 2015 r.” z listopada 2008 r. ujęto m.in. cel strategiczny związany z poszerzaniem łańcucha wartości o elektroenergetykę (300 MW własnej mocy) poprzez zaangażowanie w projekty rozwoju źródeł energii elektrycznej wykorzystujących gaz ziemny.

(dowód: akta kontroli str. 2774-2784, 2787-2852, 2854-3196)

Jednostki organizacyjne PGNiG posiadały wdrożone i niektóre z nich certyfikowane systemy zarządzania środowiskowego (SZŚ), które określały ład i sposób zarządzania szeroko rozumianym obszarem ochrony środowiska. SZŚ były oparte na normie PN-EN ISO 14001, której jednym z podstawowych wymogów była identyfikacja wszelkich emisji do środowiska zwanych aspektami środowiskowymi. Zidentyfikowane, ocenione i przedstawione w postaci listy aspekty środowiskowe stanowiły fundament, na którym budowano cele środowiskowe w ramach funkcjonujących SZŚ. We wdrożonych SZŚ zostały ustanowione polityki środowiskowe i stosownie do tych zapisów cele do realizacji w poszczególnych latach, zmierzające m.in. do ograniczania zużycia energii, surowców i ograniczenia emisji gazów i pyłów.

W obszarze systemów zarządzania rozpoczęto w 2014 r. projekt utworzenia i wdrożenia w całym PGNiG ujednoliconego, zintegrowanego „Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem Pracy, Ochroną Zdrowia i Środowiska – QHSE w PGNiG SA” wg norm ISO 9001, 14001 i OHSAS 18001 oraz wytycznych HSE (zwanego Systemem Zarządzania QHSE), a następnie jego certyfikację. Uzasadnieniem celowości wdrożenia projektu było umożliwienie kreowania przez Zarząd PGNiG jednolitej polityki Spółki w zakresie standardów jakości, bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska, scentralizowanie zarządzania w obszarze jakości, bezpieczeństwa pracy, zarządzania środowiskowego w PGNiG w oparciu o pojęcie jednego pracodawcy oraz uzyskanie potwierdzenia zgodności w postaci jednego certyfikatu, z jednoczesnym przeniesieniem poziomu certyfikacji systemów z Oddziałów na całą Spółkę PGNiG.

(dowód: akta kontroli str. 2774-2784, 2787-2852, 2854-3196)

PGNiG opracowało Raporty Środowiskowe dla GK PGNiG za lata 2008-2014, w których zawarto informacje z obszaru korzystania ze środowiska, wielkości emisji i oddziaływań środowiskowych, a także cele środowiskowe wyznaczone na poszczególne lata w jednostkach GK PGNiG.

Z raportów wynikało, że jednostki GK PGNiG ograniczały emisję gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń gazowo-pyłowych wprowadzanych do powietrza poprzez wykorzystanie gazu jako paliwa o niskiej emisji zanieczyszczeń, monitoring zużycia paliw, obniżanie energochłonności procesów technologicznych oraz modernizację lub wymianę źródeł ciepła wykorzystywanych na własne potrzeby. W latach 2008-2014 podejmowane były działania inwestycyjne i remontowe w celu ograniczania emisji do powietrza, takie jak budowa nowych lub przebudowa starych żeliwnych sieci gazowych na sieci z PE (tj. wykonane z polietylenu) ograniczających emisję metanu do atmosfery, zakup samochodów na CNG, modernizacja i remonty stacji redukcyjno-pomiarowych pierwszego stopnia, a także budowa i modernizacja kotłowni gazowych i układów kogeneracyjnych, wymiana kotłów centralnego ogrzewania, remonty układów pomiarowych, modernizacja tłoczni gazu oraz przebudowa stacji wysokiego ciśnienia, hermetyzacja procesów wyłączeniowych i eksploatacyjnych. Nakłady i koszty inwestycji, modernizacji i remontów poniesione przez jednostki z GK PGNiG na ochronę powietrza atmosferycznego i klimatu wyniosły na przykład w 2012 r. - 192 282,8 tys. zł, a w 2013 r. - 121 347,4 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str. 2783, 2827-2843, 2851-2952, 3197-4130, 4463-4470)

W latach 2008-2015 PGNiG Termika realizowała dziewięć zadań inwestycyjnych zakwalifikowanych do KPI oraz dwa dodatkowe zadania (mające na celu zmniejszenie emisji CO₂). Ponadto wspólnie z Tauron Polska Energia SA spółka realizowała budowę bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli⁷⁰. Spółka odstąpiła od realizacji jednego projektu ujętego w KPI (nr: PL-\$-0164), dotyczącego zastąpienia kotła K2 kotłem o zerowej emisji (biomasa) w EC Siekierki, ze względu na brak ekonomicznej opłacalności tego przedsięwzięcia.

Z dziewięciu zadań, pięć było realizowanych w EC Żerań i dotyczyła: zastąpienia kotła K1 kotłem o zerowej emisji -biomasa (PL-\$-163) oraz modernizacji bloków 7, 8, 9, 10 (nr KPI: od PL-\$-0165 do PL-\$-0168), trzy w EC Siekierki: modernizacja bloków 11 i 12 (PL-\$-0169 i PL-\$-0170) oraz budowa nowego bloku na gaz ziemny (PL-\$-0173). Jedno zadanie było realizowane przez EC Pruszków (budowa nowego bloku na gaz ziemny - PL-\$-0174). Wszystkie realizowane zadania zostały uwzględnione w strategii i planach inwestycyjnych Spółki. [...] Realizacja zadań finansowana była ze środków własnych oraz z emisji obligacji. Na zadania PL-\$-0163 uzyskano dotację z Norweskiego Mechanizmu Finansowego 2009-2014 w ramach Programu PL 04 *Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii* kwocie 20 000,0 tys. zł.

Żadne z zaplanowanych zadań do dnia 30 czerwca 2015 r. nie zostało zakończone.

(dowód: akta kontroli str. 5755-5769, 7775-9169)

Szczegółową kontrolą objęto cztery realizowane zadania inwestycyjne ujęte w KPI, wybrane celowo pod względem największych planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych.

Dla wszystkich czterech zadań Spółka sporządziła i przekazała do KOBiZE sprawozdania rzeczowo-finansowe z realizacji zadań inwestycyjnych, ujętych w KPI, za trzy okresy rozliczeniowe: od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. i od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r. 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 sprawozdania) a także wyszczególnienie rzeczowych elementów zadania inwestycyjnego wraz z poniesionymi nakładami (w części E1 sprawozdania).

Zadanie PL-\$-0163 Zastąpienie kotła K1 kotłem o zerowej emisji (biomasa)

Zadanie obejmowało modernizację turbiny TZ1 w ramach bloku K1, zastąpienie kotła K1 kotłem do spalania biomasy i modernizację transformatora 110/10,5T1. Istniejący kocioł parowy na paliwo węglowe miał zostać przebudowany na kocioł opalany tylko biomasą. Ciśnienie pary świeżej i temperatura miały pozostać analogiczne, jak w istniejącym kotle, wydajność pary natomiast miała zostać zmniejszona z 230 Mg/h na ok. 170 Mg/h. W ramach zadania planowano również modernizację turboszczepu nr 1 oraz infrastruktury paliwowej, zapewniającej podanie biomasy do kotła. Inwestycja została rozpoczęta w 2010 r., a jej zakończenie zaplanowano na 2014 r. Z powodu wydłużenia postępowania przetargowego na wybór wykonawcy planowany termin zakończenia przesunięto na II połowę 2015 r., a ostatnie płatności na początek 2016 r. Zwiększono również zaplanowany koszt ogółem zadania z 115 000 tys. zł (w całości koszty kwalifikowane) na 304 614,1 tys. zł (w tym koszty kwalifikowane 145 397,5 tys. zł).

⁷⁰ Spółka w listopadzie 2012 r. przejęła od PGNiG Energia SA nadzór operacyjny nad projektem „Budowa Bloku Gazowo-Parowego w Stalowej Woli”.

Według sprawozdań rzeczowo-finansowych za trzy okresy sprawozdawcze (od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. i od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r.) nakłady na wykonanie zadania wyniosły 182 739,8 tys. zł i były sfinansowane dotacją uzyskaną z Norweskiego Mechanizmu Finansowego 2009-2014 (20 000 tys. zł) oraz środkami własnymi (162 739,8 tys. zł). Na zastąpienie kotła K1 kotłem o zerowej emisji (biomasa) wraz z infrastrukturą wydatkowano kwotę 159 307,1 tys. zł, na modernizację turbiny TZ1 kwotę 20 888,7 tys. zł, a na modernizację transformatora 110/10,5 T1 kwotę 2 544,0 tys. zł. Do kosztów kwalifikowanych zaliczono kwotę 92 533,5 tys. zł. Kwota 90 206,3 tys. zł stanowiła nakłady poniesione w związku ze spełnianiem przepisów dotyczących promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która nie mogła zostać zaliczona do kosztów kwalifikowanych ze względu na nieosiągnięcie przez Polskę 15% krajowego celu ogólnego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Koszty inwestycyjne w cenach z 2010 r. (kwalifikowane do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji za III okres rozliczeniowy) wyniosły 93 050,4 tys. zł (46 525,2 tys. euro). Na lata 2013-2015 otrzymano 676 852 bezpłatnych uprawnień, a nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego) wyniosła 53 034,9 tys. zł (13 258,7 tys. euro). Sprawozdania zostały zweryfikowane przez biegłego rewidenta bez uwag.

(dowód: akta kontroli str. 5757-5761, 7776-7808, 8087-8121, 8409-8438)

Zadanie PL-\$-0166 – Modernizacja bloku 8

Zadanie obejmowało modernizację turbozespołu Tz8, kotła K11 oraz urządzeń pomocniczych (m.in. pomp zasilających i sieciowych oraz innych urządzeń powiązanych z projektem). [...] Według sprawozdań rzeczowo-finansowych za trzy okresy sprawozdawcze do dnia 30 czerwca 2015 r. nakłady inwestycyjne na wykonanie zadania wyniosły 80 855,3 tys. zł (w całości koszty kwalifikowane), w tym na: modernizację kotła K11 - 19 964,1 tys. zł, modernizację elektrofiltra kotła OP-380 K11 - 10 297,0 tys. zł, wymianę kondensatora TZ8 wraz z modernizacją układu kondensatora - 11 146,4 tys. zł, wymianę stacji 8RS7 - 2 680,8 tys. zł, odtworzenie i modernizację turbozespołu TZ8 - 14 629,2 tys. zł, modernizację kotła OP-380 nr 11 - 5 970,1 tys. zł, wymianę pomp zasilających (7Pz-1, 8Pz-1, 9Pz-2, 10Pz-1) - 6 788,3 tys. zł oraz modernizację odtworzeniową regeneracji wysokoprężnej (7, 8, 9, 10 XW) - 5 333,0 tys. zł. Koszty inwestycyjne w cenach z 2010 r. wyniosły 80 388,5 tys. zł (20 097,1 tys. euro). Na lata 2013-2015 otrzymano 1 054 720 bezpłatnych uprawnień a nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego) wyniosła 5 870,7 tys. zł. Źródłem finansowania poniesionych nakładów były środki własne. Sprawozdania zostały zweryfikowane przez biegłego rewidenta bez uwag.

(dowód: akta kontroli str. 5763, 7866-7900, 8186-8217, 8465-8492)

Zadanie o nr PL-\$-0170 – Modernizacja bloku 12

Zadanie obejmowało m.in. budowę turbozespołu Tz12, zastępującego dwa wyeksploatowane turbozespoły Tz6 i Tz7 o mniejszej mocy (a także jego dalszą modernizację), modernizację kotła fluidalnego oraz urządzeń pomocniczych związanych z projektem. [...] Według sprawozdań rzeczowo-finansowych za trzy okresy sprawozdawcze do dnia 30 czerwca 2015 r. nakłady inwestycyjne na wykonanie zadania wyniosły 103 709,5 tys. zł (w całości koszty kwalifikowane), w tym na: wymianę Tz12 - 87 206,7 tys. zł (m.in. na dostawę turbozespołu TZ-12 wraz z projektowaniem, wykonaniem montażu i robotami towarzyszącymi -

51 351,0 tys. zł, przeprowadzenie ruchu próbnego i przekazanie turbozespołu do eksploatacji wraz z premią za przyspieszenie terminu – 35 729,0 tys. zł) modernizację układu odpopielenia popiołu dennego kotłów fluidalnych – 15 604,1 tys. zł, modernizację chłodni wentylatorowych na kotłach fluidalnych wraz ze zmianą układu wody chłodzącej – 898,8 tys. zł. Koszty inwestycyjne w cenach z 2010 r. wyniosły 101 904,7 tys. zł (25 476,2 tys. euro). Na lata 2013-2015 otrzymano 820 234 bezpłatnych uprawnień a nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego) wyniosła 49 050,5 tys. zł. Źródłem finansowania poniesionych nakładów były środki własne. Sprawozdania zostały zweryfikowane przez biegłego rewidenta bez uwag.

(dowód: akta kontroli str. 5767, 7995-8021, 8341-8371, 8571-8597)

Zadanie PL-0173 – budowa nowego bloku – gaz ziemny

Zadanie obejmowało budowę nowego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej od 420 do 500 MW_e. W skład bloku miała wejść: turbina gazowa, kocioł odzysknicowy, turbina parowa i obiekty pomocnicze. [...] Według sprawozdań rzeczowo-finansowych za trzy okresy sprawozdawcze do dnia 30 czerwca 2015 r. nakłady inwestycyjne na wykonanie zadania wyniosły 27 533,5 tys. zł (w całości koszty kwalifikowane), a koszty inwestycyjne w cenach z 2010 r. - 27 569,8 tys. zł (6 892,5 tys. euro). Na lata 2013-2015 otrzymano 234 600 bezpłatnych uprawnień a nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego) wyniosła 13 700,3 tys. zł. Źródłem finansowania poniesionych nakładów były środki własne. Sprawozdania zostały zweryfikowane przez biegłego rewidenta bez uwag.

(dowód: akta kontroli str. 5768, 8022-8039, 8041-8053, 8372-8405, 8598-8624)

Poza zadaniami ujętymi w KPI, Spółka zrealizowała dwa dodatkowe zadania, które dotyczyły: budowy instalacji podawania biomasy w EC Siekierki (zadanie realizowano w 2009 r., jego koszt wyniósł 15 000 tys. zł) i rozbudowy instalacji spalania biomasy w EC Żerań (koszt zadania realizowanego w latach 2009-2011 wyniósł po zmianie 6 600 tys. zł). Ponadto realizowana była inwestycja dotycząca budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. W 2014 r. dostarczono na budowę wszystkie podstawowe urządzenia bloku i rozpoczęto montaż turbozespołu parowego i gazowego. Dokonano odbioru prac I etapu – budowy progu spiętrzającego na rzece San.

(dowód: akta kontroli str. 813, 8652, 8688-8698, 8705-8708, 8737-8745)

2.3. Zarządzanie emisjami – prawami do emisji gazów cieplarnianych

[...]

W rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU instalacjom prowadzonym przez Spółki PGNiG przyznano na lata 2008-2012 łącznie 35 140 070 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ (w tym: PGNiG Termika – 30 380 275, EuRoPol GAZ – 4 259 885 i PGNiG – 499 910). [...] Na lata 2013-2014 Spółkom PGNiG przyznano łącznie 8 500 591 bezpłatnych uprawnień (w tym: PGNiG Termika – 7 457 409, EuRoPol GAZ – 875 568 i PGNiG – 167 614). [...]

(dowód: akta kontroli str. 2774-2784, 2787-2852, 2854-3196)

W rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU czterem instalacjom PGNiG przyznano na lata 2008-2012 łącznie 499 910 (średniorocznie 99 982) bezpłatnych uprawnień. Rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 408 016 Mg, a nadwyżka uprawnień - 91 894. Na lata 2013-2014 PGNiG dysponowało 167 614 bezpłatnymi uprawnieniami, przydzielonymi rozporządzeniem z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną (112 445 bezpłatnych

uprawnień) i z rezerwy unijnej dla nowej instalacji - KRNiGZ Lubiatów (55 169 bezpłatnych uprawnień). W latach 2013-2014 rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 231 552 Mg i była większa od limitu posiadanych bezpłatnych uprawnień o 63 938 Mg. Dokonując rozliczenia emisji w 2014 r. PGNiG wykorzystwała 140 331 uprawnień i 6 260 CER zamienionych na EUA. W listopadzie 2014 r. zakupiono 68 475 uprawnień EUA na giełdzie The ICE w Londynie, które wykorzystano do pokrycia emisji z dwóch nowych instalacji PMG Wierzchowice (16 634) i KPMG Kosakowo (55), dla których Spółka nie posiadała bezpłatnych przydziałów uprawnień oraz części emisji z KRNiGZ Lubiatów (51 786). W lutym 2015 r. PGNiG zakupiła 56 000 CER, z których 54 990 zamieniła na EUA. Do umorzenia emisji w 2014 r. wykorzystano 6 260 CER zamienionych na EUA, a pozostałe stanowiły rezerwę do rozliczenia emisji w kolejnych latach. Ilość 54 990 jednostek CER stanowiła 11% przydziału rocznego uprawnień dla czterech instalacji uczestniczących w systemie EU ETS w okresie rozliczeniowym obejmującym lata 2008-2012.

Pięciu instalacjom prowadzonym przez PGNiG Termika na lata 2008-2012, na podstawie *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie KPRU*, przyznano łącznie 30 380 275 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. Po uwzględnieniu 21 uprawnień przyznanych z krajowej rezerwy dla EC Siekierki PGNiG Termika dysponowała 30 380 296 bezpłatnymi uprawnieniami. Rzeczywista emisja wyniosła 30 209 545 Mg, a nadwyżka bezpłatnych uprawnień – 180 751. Na lata 2013-2014 na podstawie *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną* pięciu instalacjom przyznano łącznie 4 584 439 bezpłatnych uprawnień a na podstawie *rozporządzenia 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*⁷¹ - 2 872 970. Po uwzględnieniu 1 687 bezpłatnych uprawnień przyznanych EC Siekierki z krajowej rezerwy (przeniesionych z II na III okres rozliczeniowy) PGNiG Termika dysponowała 7 459 096 bezpłatnymi uprawnieniami. Rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 11 668 332 Mg, a niedobór uprawnień - 4 209 236. Jak wynika z wyjaśnień Pełnomocnika Spółki⁷² w latach 2008-2012 Spółka prowadziła bilansowanie zapotrzebowania na uprawnienia i w zależności od aktualnych prognoz nadmiar uprawnień był sprzedawany, a deficyt pokrywany zakupem.

[...]

(dowód: 4668-4669, 5514-5703, 4672, 4683, 5711-5725)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

3. Efekty działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów PEK, z uwzględnieniem wpływu tych działań na koszty produkcji

Opis stanu
faktycznego

⁷¹ Dz. U. poz. 472, ze zm. Dalej: *rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*.

⁷² Pismo z dnia 17 grudnia 2015 r., znak: MZO/4473/2015.

3.1. Finansowe skutki działań związanych z wypełnieniem obowiązków wynikających z PEK

W latach 2008-2014 Spółki PGNiG poniosły koszty realizacji obowiązków wynikających z postanowień PEK w wysokości 1 123 551,4 tys. zł. Ponad połowę (582 433,3 tys. zł, tj. 51,8%) stanowiły nakłady na inwestycje związane z ograniczaniem emisji, które w całości poniosła PGNiG Termika. Koszty zakupu uprawnień wyniosły 406 106,1 tys. zł (tj. 36,2%) i były poniesione przez trzy Spółki (PGNiG, PGNiG Termika i EuRoPol GAZ). Pozostałe 135 012 tys. zł (12% kosztów ogółem) stanowiły koszty opłat za wprowadzanie CO₂ do powietrza (125 490,1 tys. zł, z tego przekazane do marszałków województw – 123 011,9 tys. zł), koszty usług zewnętrznych (9 039,3 tys. zł) i koszty monitoringu i sprawozdawczości (482,6 tys. zł). W poszczególnych latach koszty były zróżnicowane i wyniosły w: 2008 r. – 137 681,2 tys. zł, w 2009 r. – 208 790,9 tys. zł, w 2010 r. – 172 713,6 tys. zł, w 2011 r. – 143 061,7 tys. zł, w 2012 . – 96 540,3 tys. zł, w 2013 r. – 125 662,6 tys. zł i w 2014 r. – 239 101,1 tys. zł.

[...]

PGNiG poniosło łączne koszty na realizację obowiązków wynikających z postanowień PEK w wysokości 2 700,0 tys. zł. Największą pozycję w tych kosztach (75,5%) stanowił zakup uprawnień do emisji - 2 037,5 tys. zł. W skład pozostałych kosztów wchodziły koszty administracyjne w wysokości 490,5 tys. zł (m.in. opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza) oraz koszty monitoringu i sprawozdawczości (weryfikacja raportów) w kwocie 172,0 tys. zł. Koszty zakupu uprawnień zostały poniesione w całości w 2014 r. w celu pokrycia niedoboru bezpłatnych uprawnień do emisji w trzech instalacjach. W latach 2008-2014 PGNiG nie osiągnął przychodów w wyniku realizacji postanowień PEK.

(dowód: akta kontroli str. 4440-4449, 983, 1147, 1525, 1808, 2198, 2474, 2568, 3174)

W latach 2008-2014 koszty działań związanych z realizacją wymogów PEK poniesione przez PGNiG Termika wyniosły 1 102 976,8 tys. zł, najwyższe wystąpiły w 2014 r. (236 407,3 tys. zł), a najniższe w 2012 r. (92 830,2 tys. zł). Największy udział w kosztach ogółem miały nakłady inwestycyjne związane z ograniczaniem emisji, na które przeznaczono 582 433,3 tys. zł. Drugim istotnym składnikiem były koszty zakupu uprawnień – 388 482,6 tys. zł. Zarówno koszty inwestycyjne jak i koszty ponoszone w związku z zakupem uprawnień był zróżnicowane w poszczególnych latach. Najwyższe nakłady inwestycyjne poniesiono w 2009 r. i 2014 r., tj. 162 290,1 tys. zł i 164 721 tys. zł, a najniższe w latach 2012-2013 – 25 414 tys. zł i 35 966,8 tys. zł. Na zakup uprawnień wydatkowano najwięcej w 2010 r. – 81 321,8 tys. zł, a najmniej w 2009 r. – 25 745 tys. zł. Poniesiono także koszty administracyjne związane z udziałem w systemie EU ETS w wysokości 123 852,4 tys. zł. Były to opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza przekazywane do marszałka województwa (122 852,4 tys. zł) oraz NFOŚiGW (1 667 tys. zł). Na koszty usług zewnętrznych związanych z realizacją wymogów PEK przeznaczono 7 993,4 tys. zł, a na koszty monitoringu i sprawozdawczości - 215,1 tys. zł.

W latach 2008-2012 Spółka osiągnęła przychody ze sprzedaży uprawnień EUA i CER na łączną kwotę 253 901,7 tys. zł. Pomimo wpływów, Spółka ponosiła straty na tej działalności w każdym badanym roku.

(dowód: akta kontroli str. 5770)

[...]

(dowód: akta kontroli str. 4682, 5708)

3.2. Efekty ekologiczne zastosowania mechanizmów wynikających z ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami i ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami

Łączna emisja CO₂ z siedmiu instalacji PGNiG w latach 2008-2014 wyniosła 639 568 Mg. W 2008 r. rzeczywista emisja z czterech instalacji wyniosła 73 385 Mg, natomiast emisja w 2014 r. z tych samych czterech instalacji wyniosła 71 487 Mg, co stanowiło spadek w stosunku do 2008 r. (o 1 898 Mg), przy czym spadek emisji nastąpił w instalacji Kotłownia Odolanów (z 10 835 Mg do 9 785 Mg), TG Odolanów (z 25 783 Mg do 24 835 Mg) i KRNiGZ Dębno (z 27 366 Mg do 26 964 Mg). W KPMG Mogilno emisja CO₂ wzrosła z 9 401 Mg w 2008 r. do 9 903 Mg w 2014 r. Uwzględniając emisję z trzech dodatkowych instalacji funkcjonujących w 2014 r. rzeczywista emisja CO₂ w 2014 r. osiągnęła poziom 146 591 Mg.

Rzeczywista emisja CO₂ oraz emisja CO₂ w przeliczeniu na produkt z poszczególnych instalacji PGNiG funkcjonujących w całym okresie 2008-2014 kształtowała się następująco:

- W Kotłowni w Odolanowie wyemitowano łącznie 14 82 962 Mg, w tym w 2008 r. – 10 835 Mg, w 2009 r. – 11 873 Mg, w 2010 r. – 13 656 Mg, w 2011 r. – 12 528 Mg, w 2012 r. – 12 678 Mg, w 2013 r. – 11 607 Mg i w 2014 r. – 9 785 Mg. Wraz ze wzrostem emisji CO₂ z instalacji w latach 2008-2010 wzrosło zużycie gazu z 8 347,3 tys. m³ do 10 248,1 tys. m³, w latach 2011-2014 ilość zużytego paliwa spadała do 7 221 tys. m³. Wskaźnik emisji na produkt liczony jako ilość emisji CO₂ do ilości oczyszczonego gazu zaazotowanego w 2008 r. wyniósł 0,0126 Mg/tys.Nm³, w 2009 r. – 0,0119 Mg/tys.Nm³, w 2010 r. 0,0124 Mg/tys.Nm³, w 2011 r. – 0,0095 Mg/tys.Nm³, w 2012 r. – 0,0119 Mg/tys.Nm³, w 2013 r. – 0,0123 Mg/tys.Nm³ i w 2014 r. – 0,0107 Mg/tys.Nm³.
- W TG w Odolanowie wyemitowano łącznie 195 733 Mg, w tym w 2008 r. – 25 783 Mg, w 2009 r. – 27 392 Mg, w 2010 r. – 29 221 Mg, w 2011 r. – 30 761 Mg, w 2012 r. – 31 856 Mg, w 2013 r. – 25 885 Mg i w 2014 r. – 24 835 Mg. Wraz ze wzrostem emisji CO₂ wzrosło zużycie gazu z 13 265,1 tys. m³ w 2008 r. do 16 439,6 tys. m³ w 2012 r., a w latach 2013-2014 nastąpił spadek jego zużycia do 12 810,5 tys. m³. Wskaźnik emisji na produkt zmniejszał się z 0,0238 Mg/tys. Nm³ w 2008 r. do 0,0224 Mg/tys.Nm³ w 2010 r., po czym wzrósł do 0,0239 Mg/tys. Nm³ w 2013 r. i 0,0234 Mg/tys. Nm³ w 2014 r.
- W KRNiGZ Dębno wyemitowano 201 498 Mg CO₂, w tym w 2008 r. – 27 366 Mg, w 2009 r. – 28 573 Mg, w 2010 r. – 29 865 Mg, w 2011 r. – 30 371 Mg, w 2012 r. – 30 625 Mg, w 2013 r. – 27 734 Mg i w 2014 r. – 26 964 Mg. Zużycie gazu w latach 2008-2012 wzrosło z 23 164,2 tys. m³ do 26 060,3 tys. m³, a następnie spadło do 23 180,1 tys. m³ w 2014 r. Wskaźnik emisji na produkt wyniósł 0,1056 Mg/tys. Nm³ w 2008 r., po czym spadał do 2010 r. (0,0850 Mg/tys. Nm³). W 2011 r. wzrósł do 0,0882 Mg/tys.Nm³ i ponownie zmniejszał się do 0,0774 Mg/tys.Nm³ w 2013 r. i 0,0778 Mg/tys.Nm³ w 2014 r.
- W KPMG Mogilno wyemitowano 69 890 Mg, w tym w 2008 r. – 9 401 Mg, w 2009 r. – 8 521 Mg, w 2010 r. – 8 962 Mg, w 2011 r. – 17 438 Mg, w 2012 r. – 10 311 Mg, w 2013 r. – 5 354 Mg i w 2014 r. – 9 903 Mg. Zużycie gazu w tym czasie było zmienne i wynosiło 4 657,6 tys. m³ w 2008 r., 4 229,9 tys. m³ w 2009 r., 4 465 tys. m³ w 2010 r., 8 687, 5 tys. m³ w 2011 r., 5 112,7 tys. m³ w 2012 r., 2 666 tys. m³ w 2013 r. i 4 936,4 tys. m³ w 2014 r. Wskaźnik emisji na produkt wyniósł: 0,0211 Mg/tys.Nm³ w 2008 r., 0,0184 Mg/tys.Nm³ w 2009 r., 0,0187 Mg/tys.Nm³ w 2010 r., 0,0267 Mg/tys.Nm³ w 2011 r., 0,0214 Mg/tys.Nm³ w 2012 r., 0,0226 Mg/tys.Nm³ w 2013 r. i 0,0325 Mg/tys.Nm³ w 2014 r.

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Oddziału Geologii i Eksploatacji⁷³ zmiany emisji CO₂ wynikały ze zmian ilości gazu wsadowego do instalacji, co przełożyło się na czas pracy instalacji i zmiany emisyjności poszczególnych źródeł. Wraz ze wzrostem spalonego gazu rośnie emisja CO₂ i ilość wytworzonego, oczyszczonego gazu ziemnego. Ilość spalonego gazu w danym okresie rozliczeniowym zależy od zapotrzebowania na gaz sprzedawany odbiorcom. Na wskaźnik emisji ma także wpływ zawartość CO₂ w paliwie wsadowym, która może się zmieniać w zależności od złoża. Eksploatacja KPMG Mogilno odbywa się zgodnie z pięcioma trybami pracy instalacji: napełnianie (zatłaczanie) komór magazynowych ze sprężaniem lub bez sprężania, opróżnianie (oddawanie) komór magazynowych ze sprężaniem lub bez sprężania oraz pierwsze napełnianie (zatłaczanie) komory magazynowej gazem ziemnym ze sprężaniem. Wielkość emisji uzależniona jest od rodzaju pracujących źródeł, ilości spalonego gazu na godzinę oraz czy zatłoczono w danym roku gaz do nowej komory magazynowej. Wzrost emisji CO₂ w 2011 r. wynikała z zatłoczenia 48 mln m³ gazu dla potrzeb inwestycyjnych do nowej komory magazynowej Z-9, a w 2014 r. - 91 mln m³ gazu do nowej komory magazynowej Z-15. Spadek emisji w latach 2012-2013 spowodowany był mniejszym zapotrzebowaniem na gaz w związku z panującymi warunkami atmosferycznymi (magazyn szczytowy). Wskaźnik emisji na produkt zależy od specyfiki pracy magazynu szczytowego, tj. możliwości przełączenia się z jednego trybu pracy na drugi w zależności od ilości gazu w systemie, tj. nadmiar gazu w systemie powoduje konieczność jego zatłoczenia do magazynu, a przejście na tryb opróżniania magazynu wiąże się z jego zapotrzebowaniem w systemie.

(dowód: akta kontroli str. 4440-4449, 4463-4470, 978, 981, 1142, 1145, 1520, 1523, 1803, 1806, 2192, 2195-2196, 2470-2471, 2563, 2566)

Łączna emisja CO₂ z pięciu prowadzonych przez PGNiG Termika instalacji z 6 055 299 Mg w 2008 r. zmniejszyła się do 5 642 191 Mg w 2014 r. (o 413 108 Mg, tj. o 7%), przy czym spadek emisji nastąpił w dwóch instalacjach: EC Siekierki (o 265 174 Mg, tj. o 7,8%) i EC Żerań (o 197 927 Mg, tj. o 8%). W pozostałych instalacjach emisja w 2014 r. w porównaniu do 2008 r. wzrosła.

Emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu (kg/MWh) w 2014 r. porównaniu do 2008 r. zmniejszyła się w trzech instalacjach: EC Siekierki (z 418 do 401), w EC Żerań (z 384 do 377) i C Kawęczyn (z 397 do 372), a wzrosła w EC Pruszków (z 411 do 419) i C Wola (z 300 do 334). Uniknięta emisja CO₂ ze współspalania biomasy w EC Siekierki wyniosła w 2010 r. 95 368 Mg, a w 2014 r. 40 181 Mg. Natomiast uniknięta emisja CO₂ ze współspalania biomasy w EC Żerań w 2008 r. wyniosła 53 837 Mg, a w 2014 r. 19 682 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 5739-5740, 5758)

[...]

W latach 2008-2014 wskaźniki emisji CO₂ w tłoczniach gazu w turbozespołach wahały się od 1,977 kg/m³ do 2,006 kg/m³, a w kotłowniach od 1,976 kg/m³ do 2,004 kg/m³. Wartość opałowa (w turbozespołach i kotłowniach) wynosiła od 35,94 MJ/m³ do 36,33 MJ/m³.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁷⁴ wielkość emisji CO₂ jest wielkością zależną od ilości zużytego gazu przez wszystkie tłocznie gazu oraz wskaźnika emisji liczonego na podstawie składu chemicznego gazu. Zużycie gazu w poszczególnych tłoczniach wynika z parametrów pracy całego systemu, niezbędnych do przetransportowania zamówionych ilości gazu, a także warunków pracy systemu.

⁷³ Pismo znak: OGIE/DW/DWS/000073/2016 z dnia 29 stycznia 2016 r.

⁷⁴ Pismo z dnia 29 stycznia 2016 r., znak: Z1/Z3/DF/ALE/388/2016.

Zależność sumarycznej wielkości zużycia gazu nie jest wielkością stałą i nie jest wprost proporcjonalna do wielkości przesyłanego gazu. Jest zależna także od procesów fizycznych zachodzących w gazociągu (opory hydrauliczne, efekt Joula-Thomsona, wymiana ciepła z otoczeniem), warunków pracy i otoczenia oraz przyjętych rozwiązań technicznych na poszczególnych obiektach. [...]

(dowód: akta kontroli str. 4675-4677, 4685-4687, 5707-5708)

3.3. Wpływ realizacji obowiązków nałożonych przez PEK na koszty działalności i konkurencyjność spółek grupy kapitałowej

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu PGNiG⁷⁵ różnica pomiędzy prognozowanymi emisjami a przydziałem dla PGNiG w latach 2015-2020 szacowana jest rocznie na około 110 tys. uprawnień, co przy aktualnych rynkowych cenach, po uwzględnieniu analizy ryzyk i zmiennych kosztów uprawnień, przekłada się na roczny koszt około 4 mln zł⁷⁶. Biorąc pod uwagę wysokość całkowitych rocznych kosztów operacyjnych PGNiG, które za 2014 r. kształtowały się na poziomie 22 105 mln zł, szacowane koszty nabycia uprawnień stanowią w nich bardzo niewielki udział. Zakup dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ ma obecnie marginalny wpływ na działalność przedsiębiorstwa i w bardzo ograniczonym stopniu przekłada się na koszt sprzedawanych towarów. Spółka ma jednak świadomość występowania ryzyka związanego z ewentualnym niekontrolowanym wzrostem cen uprawnień do emisji w przyszłości. W celu ograniczenia tego ryzyka, w 2013 r. została wdrożona uchwałą Zarządu PGNiG *Strategia zarządzania portfelem uprawnień do emisji CO₂ PGNiG*. W opinii Spółki, na chwilę obecną konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ ma pomijalny wpływ na jej działalność, równocześnie w związku z działaniami zaradczymi podjętymi *ex ante*, które w istotnym stopniu mitygują ryzyko wolumetryczne i cenowe, Spółka nie przewiduje aby wpływ ten uległ istotnej zmianie w perspektywie najbliższych lat.

(dowód: akta kontroli str. 2772-2853)

Jednostkowy koszt wytworzenia sprzedanych produktów (energii elektrycznej i ciepła łącznie) PGNiG Termika w latach 2008-2014 wzrósł z poziomu 82,4 zł/MWh w 2008 r. do 105,8 zł/MWh w 2014 r. i w całym okresie był rosnący. Ceny sprzedawanej przez Spółkę energii elektrycznej były kształtowane przez rynek (Towarowa Giełda Energii), a energii ciepłej - przez Prezesa URE. W badanym okresie jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej i ciepła łącznie wykazywała tendencję rosnącą z 100,1 zł/MWh w 2008 r. do 136,4 zł/MWh w 2014 r. Jak wynika z wyjaśnień Pełnomocnika Spółki⁷⁷ w związku ze zmniejszającymi się limitami bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ obciążenia związane z koniecznością zakupu uprawnień do emisji będą rosły w kolejnych latach. [...] Szacunek ten może ulec zmianie w wyniku zmian cen rynkowych uprawnień do emisji oraz ilości niezbędnych do umorzenia uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 5759-5760, 5770)

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki EuRoPol GAZ⁷⁸ ceny usług przesyłania gazu świadczonych przez Spółkę są cenami regulowanymi, wynikającymi ze stawek taryfowych zatwierdzanych przez Prezesa URE. Koszty realizacji postanowień PEK są kosztami uzasadnionymi działalności koncesjonowanej w rozumieniu *ustawy*

⁷⁵ Pismo z dnia 17 grudnia 2015 r.: znak: OGIE/DW/DW/000626/2015.

⁷⁶ Według prognozy na lata 2015-2020 opracowanej przez PGNiG przy założeniu, że zapotrzebowanie na uprawnienia, po uwzględnieniu darmowych przydziałów dla siedmiu instalacji, wyniesie 229 590,62 Mg CO₂ stałej ceny do 2020 r. 1 Mg CO₂= 7 EUR, koszty zakupu uprawnień do emisji dla instalacji siedmiu instalacji EU ETS oszacowano na poziomie 229,6 tys. EUR. Szacunek ten opracowano w oparciu o stałe ceny uprawnień do roku 2020 oraz kurs przeliczenia EUR. Natomiast w tekście podana wartość zobowiązań jakie może Spółka max. ponieść na zakup uprawnień na rynku, uwzględnia zarówno analizę ryzyk jak i zmienne koszty uprawnień.

⁷⁷ Pismo z dnia 17 grudnia 2015 r., znak: MZO/4473/2015.

⁷⁸ Pismo z dnia 14 grudnia 2015 r., znak: Z/Z1/DT/NKV/4624/2015.

z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne⁷⁹, są uwzględniane w podstawie kosztowej kalkulacji stawek taryfowych i mają charakter cenotwórczy. Jednocześnie wynik finansowy netto Spółki jest limitowany postanowieniami *Protokołu o wniesieniu zmian do Protokołu dodatkowego do Porozumienia między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r. podpisanego 12 lutego 2003 roku* – podpisany w Warszawie 29 października 2010 r.⁸⁰ Stanowi on, że kalkulacji stawki taryfowej za przesył gazu ziemnego dokonuje się w taki sposób, aby zapewnić docelową wielkość corocznego zysku netto spółki na poziomie 21 mln zł, waloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych. Jeżeli rzeczywista wielkość rocznego zysku netto Spółki różni się od poziomu docelowego, to różnicę między wielkością faktyczną i docelową uwzględnia się przy kalkulacji taryfy na następny rok. Na wysokość stawek taryfowych wpływają więc nie tylko koszty realizacji wymogów PEK, ale także przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Mechanizm kształtowania wyniku finansowego spółki sprawia, że w dłuższym okresie koszty i przychody związane z realizacją postanowień PEK są obojętne dla kondycji finansowej Spółki. [...]

Ponadto, jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁸¹ corocznie przedkłada ona Prezesowi URE do zatwierdzenia Taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego, którą kalkuluje na podstawie rocznego planu kosztów operacyjnych i rocznej prognozy wyniku finansowego netto. Przy kalkulacji wszystkich taryf uwzględniane były planowane koszty postanowień PEK (administracyjne, monitoringu i sprawozdawczości oraz usług zewnętrznych). [...]

(dowód: akta kontroli str. 4673-4674, 5708-5709)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Zmniejszenie emisji CO₂ (w 2014 r. w porównaniu do 2008 r.) w największym stopniu miało miejsce w instalacjach, w których prowadzone były zadania inwestycyjne ujęte w KPI. Największy spadek emisji CO₂ nastąpił w EC Żerań (o 8%), gdzie prowadzono trzy zadania inwestycyjne, w EC Siekierki, gdzie prowadzono pięć zadań, emisja CO₂ spadła o 7,8%. Również w powyższych instalacjach nastąpił spadek emisji CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu (kg/MWh), w EC Żerań z 397 do 334 a w EC Siekierki z 418 do 401.

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

IV. Uwagi i wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, nie formułuje wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

⁷⁹ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, ze zm.

⁸⁰ M.P. Nr 46, poz. 519.

⁸¹ Pismo z 29 grudnia 2016 r., znak: Z1/Z3/DF/ALE/388/2016.

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Zgodnie z art. 54 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*⁸² kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 *ustawy o NIK* proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 14 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 19 maja 2016 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Dyrektor

z up. Wicedyrektor
Michał Wilkowicz

Kontroler
gł. specjalista kp.
Dorota Winośławska-Mrówka

(-)

(-)

⁸² Dz.U. z 2015 r. poz.1096 Dalej: *ustawa o NIK*