



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.07.2015
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

<i>Numer i tytuł kontroli</i>	P/15/021 – Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego
<i>Jednostka przeprowadzająca kontrolę</i>	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
<i>Kontrolerzy</i>	1. Rafał Szymański, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 96628 z dnia 2 października 2015 r. oraz upoważnienie do kontroli nr 98984 z dnia 29 stycznia 2016 r. <p style="text-align: right;">(dowód: akta kontroli str. 1-4)</p> 2. Krzysztof Prus, upoważnienie do kontroli nr 96629 z dnia 2 października 2015 r. <p style="text-align: right;">(dowód: akta kontroli str. 5-6)</p>
<i>Jednostka kontrolowana</i>	Polski Koncern Naftowy Orlen SA ¹ , ul. Chemików 7, 09-411 Płock
<i>Kierownik jednostki kontrolowanej</i>	Stanowisko Prezesa Zarządu Polskiego Koncernu Naftowego Orlen SA w okresie objętym kontrolą sprawowali: Piotr Kownacki od 18 stycznia 2007 r. do 28 lutego 2008 r., Wojciech Heydel od 28 lutego 2008 r. do 18 września 2008 r. (od 18 lutego 2008 do 29 kwietnia 2008 Wojciech Heydel sprawował funkcję p.o. Prezesa Zarządu), Dariusz Jacek Krawiec od 18 września 2008 r. do 16 grudnia 2015 r., Wojciech Jasiński od 16 grudnia 2015 r. <p style="text-align: right;">(dowód: akta kontroli str. 7)</p>

Ocena ogólna

II. Ocena kontrolowanej działalności

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność spółek Grupy Kapitałowej PKN Orlen SA³ w okresie objętym kontrolą (od 2008 r. do I połowy 2015 r.) w zakresie dostosowania się do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego⁴, w tym do regulacji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁵.

¹ Dalej: PKN Orlen lub Spółka.

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

³ Kontrolą objęto: PKN Orlen SA, Anwil SA Orlen Południe SA, Orlen Asphalt Sp. z o.o., Orlen Oil Sp. z o.o., Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o.

⁴ Zbiór aktów prawnych UE (dyrektyw, rozporządzeń i decyzji), które wprowadzają mechanizmy mające doprowadzić do osiągnięcia ambitnych celów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i energii. Dalej: PEK.

⁵ 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) 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.

Spółki Grupy Kapitałowej Orlen SA⁶, eksploatujące instalacje objęte systemem EU ETS, prawidłowo wypełniały obowiązki określone w pozwoleniach zintegrowanych oraz w zezwoleniach na uczestnictwo w systemie EU ETS. W PKN Orlen wdrożono system monitorowania i raportowania emisji dwutlenku węgla⁷.

Podejmowano działania modernizacyjne i inwestycyjne, których efektem było uniknięcie lub ograniczenie emisji. W celu uzyskania wyższej sprawności instalacji spółki zaplanowały i podjęły realizację zadań zgłoszonych w Krajowym Planie Inwestycyjnym⁸.

Poziom emisji całkowitej CO₂ w latach 2008-2012, przy wzroście produkcji, wykazywał tendencję malejącą (z poziomu 6 451 671 Mg w 2008 r. do 6 252 534 w 2012 r.). W związku z włączeniem w 2013 r. do systemu EU ETS nowych gałęzi przemysłu (w tym sektora chemicznego), w rozliczeniach emisji całkowitej CO₂ za lata 2013-2014 uwzględniono instalacje należące do tego sektora, w związku z tym łączna emisja CO₂ w Grupie Kapitałowej wzrosła w latach 2013-2014 w porównaniu do 2008 r. i wyniosła odpowiednio: 7 516 368 Mg i 7 150 218 Mg.

Wyniki kontroli wskazują na istotny wzrost kosztów związanych z wykonywaniem obowiązków związanych z PEK w latach 2013-2014 oraz niekorzystne dla Grupy ORLEN prognozy finansowe w tym obszarze do 2020 r. Najistotniejszym czynnikiem mającym wpływ na wzrost kosztów związanych z PEK było rozpoczęcie w 2013 r. finansowania inwestycji w ramach KPI. Do czasu rozpoczęcia inwestycji objętych KPI, w latach 2008-2012 łączne koszty związane z uczestnictwem w systemie EU ETS, dotyczące opłat za coroczne wprowadzanie CO₂ do powietrza, kosztów administracyjnych, monitoringu, usług zewnętrznych (m.in. doradczych) wyniosły łącznie 11 428,2 tys. zł. W latach 2013-2014, po uwzględnieniu kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją zadań w ramach KPI koszty te wyniosły 1 457 619 tys. zł, z czego 1 452 989,8,2 tys. zł stanowiły nakłady inwestycyjne poniesione w związku z realizacją zadań ujętych w KPI.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Realizacja obowiązków wynikających z postanowień PEK

1.1. Instalacje wprowadzające emisje do powietrza objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji posiadane przez Spółki GK ORLEN

Spółki wchodzące w skład GK ORLEN w latach 2008-2012 prowadziły jedenaście instalacji, objęte systemem EU ETS: cztery instalacje elektrociepłowni wytwarzające energię elektryczną i parę użytkową oraz siedem instalacji produkcyjnych sektora chemicznego. Elektrociepłownie zaliczone zostały do rodzaju działalności określonych w załączniku do ustawy z dnia 28 kwietnia z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁹ pn. „Instalacja spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW”. Od 1 stycznia 2013 r. systemem objętych został dodatkowo sześć instalacji, w tym pięć produkcyjnych sektora

⁶ Dalej: GK ORLEN lub Grupa ORLEN.

⁷ Dalej: CO₂.

⁸ Dalej: KPI.

⁹ Dz. U. Nr 122, poz. 695, ze zm. Dalej: ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami.

chemicznego i jedna spalania paliw¹⁰. Wszystkie instalacje posiadały pozwolenia zintegrowane, w których ustalono warunki wprowadzania gazów cieplarnianych do powietrza oraz maksymalne wielkości dla emisji przemysłowych (SO₂, NO_x, pyły i inne), a także zezwolenia na handel uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, których integralną częścią były plany monitorowania.

Nie wystąpiły przypadki cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia pod względem przyczyn, o których mowa w art. 194-196 POŚ.

Poszczególne spółki GK ORLEN prowadziły następujące instalacje objęte systemem EU ETS:

PKN Orlen

W badanym okresie w PKN Orlen dokonano pogrupowania jednostek produkcyjnych w moduły procesowe, tj. zespoły jednostek produkcyjnych, w których prowadzone były procesy o podobnej specyfice lub wzajemnie się warunkujące. Wyodrębnione moduły procesowe składały się na pięć instalacji spełniających definicję instalacji w rozumieniu POŚ, którym można było przypisać jeden z rodzajów instalacji podanych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości¹¹.

W latach 2008-2012 PKN Orlen posiadał i eksploatował w ramach systemu EU ETS trzy instalacje: Elektrociepłownię, Rafinerię ropy naftowej oraz instalację krakingu petrochemicznego - Olefiny II. Od 1 stycznia 2013 r. do systemu EU ETS włączono dwie kolejne instalacje: instalację do produkcji kwasu tereftalowego – PTA we Włocławku oraz instalację Tlenku Etylenu i Glikolu.

Instalacja elektrociepłowni o nominalnej zainstalowanej mocy cieplnej 2 149 MW i mocy elektrycznej 345 MW_e, wytwarzająca wytwarzała w gospodarce skojarzonej (kogeneracji) energię elektryczną oraz ciepłą dla potrzeb produkcyjnych oraz dostarczała ciepło do gospodarstw domowych. Podstawowym paliwem w elektrociepłowni był ciężki olej opałowy (pozostałość z przerobu ropy naftowej), którego udział w ogólnej ilości spalanych paliw (po odjęciu gazu spalonego na kotle K-8) wynosiła ponad 50%. Paliwo uzupełniające stanowił gaz. Paliwo spalane było w ośmiu podstawowych jednostkach kotłowych z naturalnym obiegiem, wytwarzających parę o parametrach 13,6 MPa/540°C, w tym trzy kotły olejowo-gazowe typu OOG-320 o mocy cieplnej 230 MW każdy i maksymalnej wydajności parowej 320t/h, cztery kotły olejowo-gazowe typu OOG-420 o mocy cieplnej 290 MW i maksymalnej wydajności parowej 420 t/h i jeden kocioł gazowo-olejowy typu OOG-420 o mocy cieplnej 299 MW i maksymalnej wydajności parowej 420 t/h.

Instalacja Rafinerii ropy naftowej wykorzystująca olej opałowy, gaz opałowy nisko-ciśnieniowy, gaz opałowy wysoko-ciśnieniowy. Głównymi źródłami emisji CO₂ było pięć pieców atmosferycznych, cztery próżniowe, 56 technologicznych oraz osiem pirolitycznych. Instalacja składała się z sześciu modułów procesowych emitujących gazy cieplarniane: przerobu ropy, benzynowego, olejów napędowych, głębokiej przeróbki ropy, produkcji i odzysku wodoru oraz utylizacji H₂S, a ponadto z dwóch wydziałów: paraksylenu i ekstrakcji.

- W skład modułu przerobu ropy wchodziły dwie jednostki produkcyjne: destylacja rurowo-wieżowa (DRW), w której działało pięć jednostek (DRW II, DRW III, DRW IV, DRW V i DRW VI) oraz destylacja zlewek. Surowcem wykorzystywanym

¹⁰ W Anwil SA – instalacja spalania paliw obejmująca Produkcję Sody Kaustycznej i Saletrzaka.

¹¹ Dz. U. poz. 1169.

w jednostkach DRW była głównie ropa naftowa, a głównymi urządzeniami wpływającymi na emisję były cztery piece atmosferyczne o łącznej mocy 213,07 MW_t oraz cztery piece próżniowe o łącznej mocy 101,92 MW_t. Łączna zdolność przetwórcza ropy wynosiła 29 384 000 Mg/rok.). Produktami powstającymi w jednostkach produkcyjnych DRW były: gaz płynny, gaz suchy, frakcje benzynowe, frakcje napędowe, frakcje próżniowe oraz ciężki olej opałowy. W ramach jednostki produkcyjnej: destylacja zlewek produktami powstającymi była frakcja benzynowa, frakcja napędowa i mazut.

- W skład modułu benzynowego wchodziło pięć jednostek produkcyjnych, w których działało siedem jednostek organizacyjnych. Jednostkami produkcyjnymi były: Reforming (I, V i VI), Izomeryzacja, Alkilacja HF, Eter oraz Komponowanie benzyn.

Celem funkcjonowania Reformingu było odsiarczanie surowca, przetwarzanie wsadu niskooktanowego na surowiec aromatyczny o wysokiej liczbie oktanowej oraz stabilizacja produktów. Głównymi urządzeniami instalacji Reformingu wpływającymi na emisję było 17 pieców technologicznych o łącznej mocy 221,54 MW. Łączna zdolność przetwórcza wynosiła 1 903 000 Mg/rok produktu w postaci reformatu benzynowego – komponentu benzyn silnikowych (około 87%), gazu płynnego, gazu suchego, gazu wodorowego czystego oraz gazu wodorowego zasiarczonego.

Celem funkcjonowania jednostki Izomeryzacji było wytwarzanie wysokooktanowego izomeryzatu (komponentu benzyn silnikowych). Zdolność przerobowa wynosiła 1 800 Mg/dobę (600 000 Mg/rok), a głównym urządzeniem był piec technologiczny o mocy cieplnej 4,48 MW.

Celem funkcjonowania jednostki Alkilacji HF było wytwarzanie wysokooktanowego alkilatu używanego do komponowania benzyn. Zdolność przerobowa wynosiła 150 000 Mg/rok a głównym urządzeniem był piec technologiczny o mocy cieplnej 4,40 MW.

W jednostce Produkcja Eteru, w wyniku katalitycznej syntezy izobutyleny z etanolem lub metanolem i rozdzielania mieszaniny poreakcyjnej, uzyskiwano eter ETB lub MTB. W jednostce Komponowanie benzyn następowało przyjmowanie surowców i zasilanie instalacji produkcyjnych, przyjmowanie komponentów benzyn i ich komponowanie, przyjmowanie komponentów paliwa JET A-1 i jego komponowanie oraz przyjmowanie i ekspedycja aromatów.

- Moduł procesowy Olejów Napędowych obejmował pięć jednostek produkcyjnych, w tym: cztery jednostki Hydroodsiarczania Olejów Napędowych (HON I, HON V, HON VI i HON VII) oraz magazynowanie półproduktów i produktów naftowych.

W jednostce HON I następowało odsiarczanie surowca, stabilizacja produktu głównego oraz usuwanie siarkowodoru z gazu wodorowego. Zdolność przerobowa instalacji wynosiła 71 Mg/h (150 000 Mg/rok), a głównymi urządzeniami był piec technologiczny o mocy cieplnej 5,82MW, dwa zbiorniki oleju opałowego oraz trzy zbiorniki manipulacyjne oleju napędowego. W HON V następowało odsiarczanie oleju napędowego, zdolność przerobowa wynosiła 112,5 Mg/h (900 000 Mg/rok), a głównymi urządzeniami był piec technologiczny o mocy cieplnej 4,02 MW, dwa zbiorniki oleju opałowego oraz dwa zbiorniki słopowe. W HON VI dochodziło do przeróbki frakcji oleju napędowego (uzyskiwanych z destylacji atmosferycznej i/lub destylacji próżniowej ropy naftowej) w celu otrzymania paliwa dieslowego spełniającego wymagania odnośnie zawartości siarki i indexu cetanowego a także poprawa własności niskotemperaturowych oleju. Zdolność przerobowa instalacji wynosiła 200 Mg/h

(1 600 000 Mg/rok) oleju napędowego zasiarczonego, a głównymi urządzeniami były dwa piece technologiczne o łącznej mocy cieplnej 13,11 MW. W HON VII następowała przeróbka frakcji oleju napędowego (uzyskiwanych z destylacji atmosferycznej naftowej) w celu otrzymania paliwa dieslowego spełniającego wymagania odnośnie zawartości siarki i indexu cetanowego. Zdolność przerobowa wynosiła 260 Mg/h, a głównym urządzeniem był piec technologiczny o mocy cieplnej 17,93MW.

- Moduł procesowy Głębokiej Przeróbki Ropy obejmuje cztery jednostki produkcyjne: Hydroodsiarczanie Gudronu, Hydrokraking, Fluidalny Kraking Katalityczny, Blok Olejowo-Asfaltowy.

W jednostce Hydroodsiarczania Gudronu następowało odsiarczanie pozostałości próżniowej z jednostek DRW, a ponadto odazotowanie, demetalizacja i hydrokraking. Zdolność przerobowa instalacji wynosiła 5 400 Mg/dobę (1 800 000 Mg/rok) a głównymi urządzeniami instalacji było pięć pieców technologicznych o łącznej mocy cieplnej 88,78 MW.

Instalacja Hydrokrakingu służyła do przerobu ciężkich, próżniowych frakcji olejowych z instalacji DRW na lżejsze, bardziej wartościowe produkty. Nominalna zdolność przerobcza wynosiła 3 400 000 Mg/rok oleju próżniowego, a głównymi urządzeniami były cztery piece technologiczne o mocy cieplnej: 38,7 MW, 61,5 MW, 4,17 MW, 8,1 MW. W jednostce Fluidalnego Krakingu Katalitycznego następowała przeróbka oleju pochodzącego z destylacji próżniowej oraz przeróbka odsiarczonego surowca otrzymywanego z jednostek Hydrokrakingu i Hydroodsiarczania Gudronu a także oraz ekstraktów furfurolowych na wysokowartościowe komponenty benzyn silnikowych oraz innych produktów naftowych. Nominalna zdolność przerobcza wynosiła 1 500 000 Mg/rok a głównymi urządzeniami instalacji były cztery piece technologiczne o mocy cieplnej 33,6 MW, 16,20 MW, 0,39 MW, 3,2M W. W skład Bloku Olejowo-Asfaltowego wchodziła Instalacja Mektol (odparafinowanie metodą rozpuszczalnikową rafinatów furfurolowych uzyskiwanych z destylatów próżniowych), Instalacja HROS (hydrorafinacja deparafinatów pochodzących z instalacji Mektol), Instalacja Furfurol (celem była rafinacja destylatów próżniowych w celu usunięcia z nich smolistych i żywicznych substancji oraz węglowodorów aromatycznych przez ekstrakcję za pomocą selektywnego rozpuszczalnika) oraz Węzeł Oksydacji Asfaltów IV-V, przeznaczony do produkcji asfaltów drogowych i przemysłowych z pozostałości próżniowej z DRW.

- Moduł procesowy Produkcja i odzysk wodoru podzielony był na dwie jednostki produkcyjne: Wytwórnę Wodoru I i II i jednostkę Odzysku Wodoru. Głównymi urządzeniami modułu były dwa piece o mocy cieplnej 187,58 MW i 96,58 MW. Maksymalna, roczna wielkość produkcji to 80 000 Mg/rok w jednostce Wytwórnia Wodoru I i 40 000 Mg/rok w jednostce Wytwórnia Wodoru II.
- W skład modułu Utylizacji H₂S wchodziły węzły produkcyjne: utylizacja siarkowodoru, utylizacja i sprężanie gazów, strippingi wód zasiarczonych oraz neutralizacja ługów zużytych.
- Celem funkcjonowania kompleksu - Wydział Paraksylenu była produkcja paraksylenu - produktu o wysokim stopniu czystości. Zdolność produkcyjna kompleksu wynosiła 400 000 t/rok paraksylenu a głównymi urządzeniami wpływającymi na emisję były dwa piece technologiczne o łącznej mocy cieplnej 103,88 MW.

- W Wydziale Ekstrakcji następowała produkcja benzenu oraz węglowodorów aromatycznych C8+. Zdolność przerobowa ekstrakcji aromatów wynosi 550 400 Mg/rok frakcji benzenowo-toluenowych. Produktami były benzen, toluen, węglowodory aromatyczne C8, ortoksylen, rafinat. Głównymi urządzeniami wchodzącymi w skład Wydziału, mającymi wpływ na emisję były cztery piece technologiczne o łącznej mocy cieplnej 57,195 MW.

Instalacja krakingu petrochemicznego – Olefiny II¹² służyła do produkcji chemikaliów organicznych luzem przez krakowanie, reformowanie, częściowe lub pełne utlenianie. Źródłami powstawania emisji CO₂ było 14 pieców pirolitycznych o łącznej mocy cieplnej 724,21 MW raz dwie pochodnie. Paliwem wykorzystywanym w piecach był gaz opałowy.

Instalacja do produkcji kwasu tereftalowego – PTA została objęta systemem EU ETS od 1 stycznia 2013 r. W ramach instalacji PTA istniały dwa źródła emisji CO₂. Pierwsze związane było ze spalaniem paliw (gazu ziemnego) w piecu technologicznym o mocy zainstalowanej 43,3 MW, drugie z utlenianiem związków organicznych z materiałów biorących udział w procesie technologicznym, tj. niepożądane reakcje całkowitego utleniania węglowodorów do dwutlenku węgla lub tlenku węgla.

Instalacja Tlenku Etylenu i Glikolu (do produkcji chemikaliów luzem) została zakwalifikowana do systemu EU ETS od 1 stycznia 2013 r. Głównym produktem końcowym, w zależności od sterowania procesem, był glikol monoetylenowy lub tlenek etylenu. Źródło powstawania emisji stanowił reaktor utleniania R-101/AB. Zdolność produkcyjna instalacji wynosiła 280 Mg tlenku etylenu ogółem/dobę.

Pozwolenia zintegrowane wydane dla PKN Orlen¹³ obejmują trzy instalacje: Rafinerię, Petrochemię i Elektrociepłownię. Z instalacji w przemyśle chemicznym – Petrochemii ujętej w pozwoleniu zintegrowanym jako instalacji do wytwarzania przy zastosowaniu procesów chemicznych półproduktów i produktów chemii organicznej, systemem EU ETS nie zostały objęte trzy moduły procesowe: surowców petrochemicznych i LPG (rozdzielanie i komponowanie gazu płynnego), Etylenopochodnych (jednostka produkcyjna fenolu) oraz Produkcji gazów technicznych (wytwórnia tlenu i azotu).

Ilość poszczególnych substancji dwutlenku siarki¹⁴, tlenków azotu¹⁵ i pyłu wyemitowana corocznie latach 2008-2014 z instalacji należących do PKN Orlen¹⁶ mieściła się w wyznaczonych limitach i kształtowała się następująco:

- W instalacji Rafineria ropy naftowej najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2013 r. – 199,49 Mg, a największą w 2009 r. – 261,56 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 410,06 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 1 077,93 Mg, a największą w 2010 r. – 3 649,54 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 4 936,07 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 453,65 Mg, a największą w 2010 r. – 806,5 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 1 385,02 Mg.
- W instalacji Petrochemia wprowadzano do powietrza od 7,88 Mg pyłu w 2010 r. do 16,79 Mg w 2014 r., przy przyznanym limicie rocznym 42,31 Mg. Największą

¹² Została objęta systemem EU ETS od 1 stycznia 2008 r.

¹³ Decyzja WŚR.I.6640/16/8/04/05, z dnia 31 maja 2005 r. ze zmianami

¹⁴ Dalej: SO₂.

¹⁵ Dalej: NO_x.

¹⁶ Pomiar emisji substancji do powietrza odbywał się według rodzaju instalacji określonych w pozwoleniach zintegrowanych.

ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 10,26 Mg, a najwyższą w 2008 r. – 1 321,86 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 1 401,6 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 192,99 Mg, a największą w 2010 r. – 282,61 Mg, przy rocznym limicie 349,84 Mg.

- W instalacji Elektrociepłownia najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2011 r. – 339,87 Mg, zaś największą w 2010 r – 462,24 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 1 276,95 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2013 r. – 12 102,80 Mg, a największą w 2010 r. – 19 717,80 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 21 708,03 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 2 891,40 Mg, a największą w 2010 r. – 5 123,20 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 5 746,26 Mg.
- W instalacji PTA najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2011 r. – 2,00 Mg, zaś największą w 2012 r – 3,02 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 11,07 Mg. Największą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2012 r. – 2,65 Mg, a w 2014 r. nie było żadnej emisji, przyznany limit roczny wynosił 69,29 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2011 r. – 38,31 Mg, a największą w 2014 r. – 76,58 Mg, przy przyznanym limicie rocznym 125,71 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 8-33 i 126-128)

Anwil SA

W latach 2008-2012 Anwil SA posiadał i eksploatował w ramach systemu EU ETS jedną instalację – Elektrociepłownię. Od 1 stycznia 2013 r. do systemu EU ETS włączono cztery instalacje: Produkcji Amoniacu, Produkcji Kwasu Azotowego, Produkcji Chlorku Winyłu i Produkcji Sody Kaustycznej (wszystkie funkcjonowały przed 1 stycznia 2013 r.). Gazem cieplarnianym podlegającym monitorowaniu w czterech instalacjach był CO₂ a w instalacji Produkcji Amoniacu podtlenek azotu¹⁷.

Instalacja Elektrociepłowni produkowała energię elektryczną i parę technologiczną na potrzeby produkcyjne, a także na potrzeby funkcjonujących na terenie Anwil SA przedsiębiorstw. Wyposażenie elektrociepłowni stanowiły cztery kotły o nominalnej mocy cieplnej 200 MW każdy i sprawności osiągalnej 91-92% oraz dwa kotły o nominalnej mocy cieplnej 24,16 MW każdy i sprawności osiągalnej 96,6%. W trzech turbozespołach¹⁸ w skojarzeniu z produkcją pary wodnej mogła być wytwarzana energia elektryczna. Łączna zdolność produkcyjna Elektrociepłowni wynosiła 580 Mg/h pary, tj. 448,32 MW_t i 91,55 MW_e. We wszystkich kotłach mógł być spalany gaz ziemny, a przy eksploatacji kotłów K-1 i K-2 również ciężki olej opałowy (mazut).

Instalacja Produkcji Amoniacu składała się z dwóch linii produkcyjnych, przeznaczonych do wytwarzania ciekłego i gazowego amoniaku. Surowcem do produkcji amoniaku był: gaz ziemny, para wodna oraz azot pobierany z powietrza atmosferycznego, a źródłem emisji CO₂ procesy spalania zachodzące w dwóch piecach reformingowych, dwóch kotłach typu Oschatz oraz dwóch podgrzewaczach. Łączna nominalna moc cieplna w paliwie instalacji wynosiła 350 MW. Energia odzyskiwana w ramach instalacji z odpadowego CO₂ wykorzystywana była do podgrzewania wody centralnego ogrzewania dla potrzeb Anwilu SA w okresie zimowym oraz wody sanitamej.

¹⁷ Dalej: N₂O.

¹⁸ TG-1 – turbozespół upustowo-przeciwprężny; TG-2 – turbina upustowo-kondensacyjna; TG-4 – turbina przeciwprężna.

Instalacja Produkcji Kwasu Azotowego, w skład której wchodziły dwie linie produkcyjne przeznaczone do wytwarzania kwasu azotowego. Podstawowymi surowcami wykorzystywanymi do produkcji kwasu były amoniak, woda technologiczna (zakwaszony kondensat z instalacji produkcji saletry amonowej) i powietrze. Źródłem emisji podtlenku N_2O były absorbery tlenków azotu oraz proces produkcji kwasu azotowego. Instalacja nie była źródłem emisji CO_2 .

Instalacja Wytwórni Chlorku Winyłu w której źródłami emisji CO_2 było spalanie gazu ziemnego wysokometanowego w piecu krakingowym, unieszkodliwianie odpadów chloroorganicznych z zewnątrz w instalacji odzysku chlorowodoru, emisja procesowa związana z procesem syntezy chlorku winyłu oraz urządzenia: skruber oksychlorowania i wysokotemperaturowego chlorowania, dwa piece krakingowe (F402/1 i F402/2) każdy o mocy 13,728 MW, piec krakingowy (44HF401) o mocy 10,248 MW, instalacja odzysku chlorowodoru i spalarnia odpadów niebezpiecznych.

Instalacja spalania paliw obejmująca Produkcję Sody Kaustycznej i Saletrzaka. Proces produkcji sody kaustycznej opierał się na dwustopniowym zateżnieniu ługu sodowego od stężenia 45-50% do stężenia minimum 98,5%. W ramach procesu produkcyjnego wykorzystywane były dwa piece do ogrzewania soli o łącznej mocy cieplnej 25 MW, opalane gazem ziemnym wysokometanowym lub wodorem. Natomiast proces produkcji saletrzaka polegał na mieszanii zateżnionego azotanu amonu z mączką dolomitową lub anhydrytową, następnie granulowaniu produktu, poddawaniu suszeniu i sortowaniu. Podstawowymi urządzeniami wykorzystywanymi w procesie produkcyjnym były: granulator¹⁹, suszarka²⁰ oraz skruber²¹. W produkcji saletrzaku istniał niewielki strumień emisji CO_2 powstający w młynach w ramach procesu suszenia mączki.

Ilość wyemitowanego corocznie w latach 2008-2014 pyłu, SO_2 i NO_x z czterech instalacji (Elektrociepłowni, Wytwórni Chlorku Winyłu, Sody Kaustycznej i Kwasu Azotowego)²² mieściła się w wyznaczonych limitach.

Emisja rzeczywista pyłu w instalacji produkcji amoniaku w 2008 r. wyniosła 14,89 Mg, przekraczając wartość dopuszczalnej rocznej emisji wynoszącej 14,72 Mg wskazanej w pozwoleniu zintegrowanym. Natomiast emisja rzeczywista SO_2 w 2008 r. i 2009 r. wyniosła odpowiednio 1,52 Mg i 1,46 Mg, przekraczając wartość dopuszczalnej rocznej emisji wynoszącej 0,66 Mg. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Prewencji i BHP²³ przyczyną zwiększonej emisji było przekroczenie dopuszczalnego czasu pracy dla linii B oraz niedoszacowany wskaźnik emisji w obliczu zwiększenia skali produkcji. Emisja rzeczywista NO_x w instalacji produkcji saletrzaku wyniosła odpowiednio 3,52 Mg w 2008 r. i 2,76 Mg w 2009 r., przekraczając wartość dopuszczalnej rocznej emisji wynoszącej 0,94 Mg określonej w pozwoleniu zintegrowanym. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Prewencji i BHP powodem zwiększonej rocznej emisji było przekroczenie zakładanego czasu pracy instalacji.

Emisja pyłu, SO_2 i NO_x z poszczególnych instalacji prowadzonych przez Anwil SA kształtowała się następująco:

¹⁹ Urządzenie zaopatrzone w obracające się wały, które mieszają przepływające surowce, w którym następuje w procesie granulacji mechanicznej tworzenie saletrzaku.

²⁰ Obracający się bęben zaopatrzony w półki.

²¹ Zbiornik zaopatrzony w szereg dysz zraszających do którego wprowadzane jest zapyłone powietrze technologiczne, w którym w stałej cyrkulacji poprzez system dysz zraszających, za pomocą pompy utrzymywany jest niskoprocentowy roztwór azotanu amonu.

²² W przypadku Instalacji spalania paliw znajdującej się w obrębie instalacji Sody Kaustycznej i Saletrzaka kształtowanie się emisji SO_2 , NO_x i pyłu podano osobno dla: instalacji Sody Kaustycznej i instalacji Saletrzaka.

²³ Pismo z dnia 21 stycznia 2016 r.

- w Elektrociepłowni najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 3,04 Mg, a największą w 2009 r. - 59,23 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 355,60 Mg; najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 61,47 Mg, a najmniejszą w 2009 r. - 437,02 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 6 755,80 Mg; najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2008 r. - 157,69 Mg, a największą w 2011 r. - 261,18 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 1 364,70 Mg,
- w instalacji produkcji kwasu azotowego najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2011 r. - 242,77 Mg, a największą w 2014 r. - 417,21 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 81,89 Mg; w latach 2008-2014 instalacja nie emitowała SO₂ i pyłu,
- w instalacji produkcji amoniaku najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2013 r. - 1,22 Mg, zaś największą w 2008 r. - 14,89 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 14,72 Mg do 2009 r., 16,118 Mg do 2013 r., a następnie 16,12 Mg; najniższą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. - 1,46 Mg, a najwyższą w latach 2011-2012 r. - po 2,53 Mg przy przyznanym rocznym limicie 0,66 Mg do 2009 r., 112,829 Mg do 2013 r., a następnie 112,8 Mg; najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2013 r. - 121,37 Mg, a największą w 2012 r. - 173,25 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 967,10 Mg.
- w instalacji produkcji sody kaustycznej najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 0,01 Mg, a największą w 2008 r. - 0,0963 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 8,76 Mg, a od 2011 r. - 0,848 Mg; najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2011 r. - 0,0046 Mg, a największą w 2008 r. - 0,0913 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 0,876 Mg do 2010 r., a następnie 5,90 Mg; najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2011 r. - 1,20 Mg, a największą w 2009 r. - 11,92 Mg, przy przyznanym rocznym limicie do 2010 r. - 43,8 Mg, a następnie 50,58 Mg,
- w instalacji produkcji saletraku najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2013 r. - 11,21 Mg, a największą w 2008 r. - 45,71 Mg, przy przyznanym rocznym limicie w latach 2008-2009 r. 140,40 Mg, a następnie 166,93 Mg; najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2011 r. - 2,74 Mg, a największą w 2008 r. - 3,52 Mg przy przyznanym rocznym limicie 0,94 Mg do 2009 r., a następnie 4,08 Mg; w latach 2008-2014 instalacja nie emitowała SO₂,
- w instalacji produkcji chlorku winylu najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 0,249 Mg, a największą w 2011 r. - 0,644 Mg, przy przyznanym rocznym limicie do 2010 r. 28,8 Mg, a następnie 2,61 Mg; najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 0,282 Mg, a największą w 2013 r. - 0,432 Mg, przy przyznanym rocznym limicie do 2010 r. 2,88 Mg, a następnie 18,3 Mg; najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 24,62 Mg, a największą w 2009 r. - 36,89 Mg, przy przyznanym rocznym limicie do 2009 r. 144 Mg, a następnie 156,6 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 1174-2299, 3230-3236, 3255, 3266-3270, 3291-3294, 3303-3317)

Orlen Południe SA

Instalacja Elektrociepłownia Jedlicze wyposażona została w jeden kocioł typu OOG 32 opalany olejem opałowym lub gazem ziemnym (bądź ich mieszanką) o mocy cieplnej 27,7 MW, trzy kotły o mocy cieplnej kotła 9,0 MW każdy opalane

olejem opałowym oraz gazem ziemnym (z czego dwa kotły wyposażone były w palniki olejowo gazowe, jeden w palnik olejowy) oraz dwa kotły opalane miałem węglowym, moc cieplna każdego kotła wynosiła 3,454 MW.

Instalacja Rafineryjna Jedlicze, w której skład wchodziła: Destylacja Rurowo-Wieżowa (DRW) – piec technologiczny typu rurowego do podgrzewania ropy o powierzchni grzewczej 36,8 m², konwekcyjnej ropy 34,8 m², konwekcyjnej pary 9,0 m², Destylacja Olejów Przepracowanych – piec technologiczny o mocy 3,5 MW, Hydorafinacja Olejów Przepracowanych – piec technologiczny opalany gazem ziemnym, Produkcja wodoru – reformer (procesu produkcji wodoru przez reforming parowy) i Pochodnia (spalająca gazy na wylocie komina). Instalacja DRW i Olejów Przepracowanych (łącznie) zostały objęte osobnymi pozwoleniem zintegrowanym²⁴.

W każdej z trzech instalacji objętych pozwoleniami zintegrowanymi ilość poszczególnych substancji wyemitowana corocznie w latach 2008-2014 mieściła się w wyznaczonych limitach. W instalacji Elektrociepłownia najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2012 r. – 19,615 Mg a największą w 2010 r – 23,610 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 37,540 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 68,347 Mg, a największą w 2009 r. – 120,584 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 412,450 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 51,455 Mg, a największą w 2012 r. – 70,881 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 159,980 Mg. W instalacji DRW najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2010 r. - 0,014 Mg a największą w 2008 r – 0,035 Mg (w pozwoleniu zintegrowanym nie określono emisji dopuszczalnej). Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2010 r. – 0,078 Mg, a największą w 2008 r. – 0,193 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 7,900 Mg (w latach 2008-2009 – 18,350Mg). Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2010 r. – 1,864 Mg, a największą w 2008 r. – 4,623 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 9,480 Mg. W instalacji Regeneracja Olejów Odpadowych najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2009 r. - 0,030 Mg a największą w 2012 r – 0,051 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 1,319 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 3,020 Mg, a największą w 2010 r. – 20,997 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 32,754 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 4,574 Mg, a największą w 2012 r. – 7,288 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 26,167 Mg.

Instalacja Elektrociepłownia w Trzebini została wyposażona w trzy kotły, dwa opalane paliwem stałym (węglem kamiennym), jeden olejem opałowym ciężkim, w tym: kocioł węglowy OR-50 o i nominalnej mocy cieplnej 49,3 MW_t, kocioł węglowy OR-32 o nominalnej mocy cieplnej 35,6 MW_t i kocioł olejowy OO-35 o nominalnej mocy cieplnej 34,2 MW_t.

Instalacja rafineryjna w Trzebini składała się z instalacji Destylacji Rurowo-Wieżowej (DRW III) i instalacji Oksydacji Asfaltów. W skład DRW III wchodził piec atmosferyczny do podgrzewania surowca (F-001) opalany gazem ziemnym oraz tzw. gazem rafineryjnym (odsiańczoną frakcją gazową, powstającą przy destylacji ropy naftowej), a zdolność produkcyjna instalacji wynosiła 500 000 Mg ropy naftowej/rok. W instalacji Oksydacji Asfaltów następowała produkcja asfaltów drogowych i przemysłowych, poprzez oksydację frakcji próżniowej (gudronu) pochodzącej z przerobu ropy naftowej. Źródłami emisji zorganizowanej były dwa dopalacze gazów pooksydacyjnych, piec Aura o mocy nominalnej 0,450-4,500 MW

²⁴ Decyzja znak RŚ.VI.DW.7660/45-3/10 z dnia 15 grudnia 2010 r. (DRW), Decyzja znak: OS-I.7222.19.15.2013.MH z dnia 19 marca 2014 r. (Regeneracja Olejów Przepracowanych)

(palnik modulowany) opalany gazem ziemnym, piec Henschel o mocy nominalnej 0,450-2,550 MW (palnik modulowany). Instalacja w latach 2008-2014 należała do spółki Orlen Asphalt Sp. z o.o. Od 1 stycznia 2015 r. została włączona w struktury PKN Orlen.

W instalacji DRW najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 0,032 Mg zaś największą w 2013 r – 0,202 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 18,326 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 0,088 Mg, a największą w 2014 r. – 1,537 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 2,654 Mg. Najmniejszą ilość NO₂ wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 8,145 Mg, a największą w 2014 r. – 11,088 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 39,280 Mg. W instalacji Elektrociepłownia najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2014 r. - 17,408 Mg a największą w 2008 r – 38,892 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 286,11 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 278,932 Mg, a największą w 2011 r. – 409,779 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 1 041,93 Mg. Najmniejszą ilość NO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 125,477 Mg, a największą w 2011 r. – 147,907 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 300,45 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 76-125)

Orlen Asphalt Sp. z o.o. instalacja w Płocku i Trzebini

Głównym przedmiotem działalności Orlen Asphalt Sp. z o.o. (w latach 2008-2014²⁵) była produkcja asfaltów drogowych i przemysłowych. Dla realizacji tych działań Instalacja w Płocku posiadała trzy linie produkcyjne z trzema instalacjami: Biturox – do utleniania surowca, Oksydacja IV-V – przeznaczona do produkcji asfaltów z pozostałości próżniowej z Destylacji Rurowo-Wieżowej, instalacja Polimeroasfaltów – przeznaczona do produkcji wysokojakościowych asfaltów polimerowych, wykorzystująca jako surowiec asfalt drogowy. Głównym źródłem emisji do powietrza było spalanie gazu opałowego niskociśnieniowego w piecach technologicznych. W instalacji w Trzebini wytwarzanie asfaltów prowadzone było poprzez oksydację frakcji próżniowej (gudronu) pochodzącej z przerobi ropy naftowej a modyfikacja asfaltów polega na wprowadzeniu do struktury asfaltu elastomeru termoplastycznego SBS. Głównym źródłem emisji do powietrza było funkcjonowanie dwóch dopalaczy gazów pooksydacyjnych oraz dwóch kotłowni olejowych opalanych gazem ziemnym (Aura i Henschel).

(dowód: akta kontroli str. 596-634)

Orlen Oil Sp. z o.o.

Głównym przedmiotem działalności Orlen Oil Sp. z o.o. (w latach 2008-2014)²⁶ była produkcja olejów bazowych, które następnie były przetwarzane na oleje smarowe rynkowe. W instalacji następowało przetworzenie destylatów próżniowych z Destylacji Rurowo-Wieżowej na produkty pozbawione substancji, które pogarszałyby jakość finalnych środków smarowych. Zdolność przerobowa wynosiła 330 000 Mg/rok. Głównym źródłem emisji było spalanie paliwa (gazu opałowego niskociśnieniowego oraz oleju opałowego komponowanego) w piecach typu flaszkowego.

²⁵ W dniu 2 stycznia 2015 r. zawarta została umowa sprzedaży zorganizowanej części przedsiębiorstwa Zakład Produkcji Asfaltów w Płocku pomiędzy Orlen Asphalt Sp. z o.o. a PKN Orlen, a Z dniem 1 marca 2015 r. instalacja Oksydacji Asfaltów eksploatowana w Trzebini została przejęta przez Orlen Południe SA. Zgodnie z zawartą umową dzierżawy – Dzierżawca-Orlen Południe obowiązany jest wykonywać prawa i obowiązki związane z emisją CO₂.

²⁶ W dniu 2 stycznia 2015 r. zawarta została umowa sprzedaży zorganizowanej części przedsiębiorstwa o nazwie Blok Olejowy w Płocku pomiędzy Orlen Oil Sp. z o.o. a PKN Orlen.

W instalacji najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 0,0333 Mg, zaś największą w 2010 r – 0,2724 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 3,907 Mg. Najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 1,428 Mg, a największą w 2008 r. – 7,7488 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 30,114 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 4,28 Mg, a największą w 2010 r. – 11,284 Mg, przy przyznanym rocznym limicie 13,95 Mg. Nie było przypadków przekroczenia w latach 2008-2014 określonych w pozwoleniach zintegrowanych limitów rocznych emisji: pyłu, SO₂ i NO_x.

(dowód: akta kontroli str. 616-649)

Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o.

Głównym przedmiotem działalności Spółki była produkcja, dystrybucja i sprzedaż tworzyw sztucznych. W latach 2008-2012 Spółka nie posiadała instalacji funkcjonujących w ramach systemu EU ETS. Od 1 stycznia 2013 r. Instalację Produkcji Polietylenu i Polipropylenu włączono do systemu EU ETS. Instalacja funkcjonowała przed 1 stycznia 2013 r. W skład instalacji wchodziły dwie jednostki produkcyjne wytwarzające polietylen wysokiej gęstości i polipropylen. Źródłem emisji CO₂ była pochodnia wchodząca w skład węzła dopalania gazu zrzutowego (resztkowego)²⁷. W procesie spalania²⁸ gazu zrzutowego wykorzystywany był gaz opalowy (rafineryjny) w celu poprawy procesu dopalania.

(dowód: akta kontroli str. 3321-3453, 3665-3673)

W instalacji najmniejszą ilość pyłu wprowadzono do powietrza w 2011 r. – 4,6 Mg a największą w 2013 r. – 6,7 Mg, podczas gdy przyznany limit roczny wynosił 14,29 Mg. Największą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 0,2 Mg, podczas gdy przyznany limit roczny wynosił 0,424 Mg. Od 2011 r. Spółka nie emitowała NO_x. W latach 2008-2014 Spółka nie emitowała SO₂ do powietrza.

(dowód: akta kontroli str. 3649, 3672)

PKN Orlen z dniem 2 stycznia 2015 r. nabył tytuł prawny do instalacji PL 0947-08 Orlen Oil i instalacji PL-0637-05 Instalacji Orlen Asphalt. W zmienionym pozwoleniu zintegrowanym źródła emisji należące do spółek Orlen Oil i Orlen Asphalt zostały ujęte w instalacji Rafineria PKN ORLEN. Ponadto PKN Orlen nabywając tytuły prawne do powyższych dwóch instalacji objętych systemem EU ETS, przejął również prawa i obowiązki wynikające z wydanych zezwoleń oraz przyznane dla tych instalacji uprawnienia do emisji. Nabycie zostało zgłoszone, zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami.

Na mocy decyzji z dnia 26 lutego 2015 r., wydanej w związku z włączeniem w struktury PKN Orlen części przedsiębiorstw Orlen Asphalt Sp. z o.o. i Orlen Oil Sp. z o.o., został zatwierdzony zmieniony plan monitorowania emisji CO₂. W wyniku włączenia instalacji należących poprzednio do Orlen Asphalt Sp. z o.o. i Orlen Oil Sp. z o.o. w struktury PKN Orlen zmianie uległa charakterystyka techniczna źródeł powstawania i miejsc emisji w instalacji Rafineria. Główne źródła emisji wchodzące w skład instalacji Rafineria określone zostały jako pięć pieców atmosferycznych, cztery piece próżniowe, 50 pieców technologicznych oraz osiem reaktorów.

(dowód: akta kontroli str.125)

W lipcu 2010 r. w rafinerii PKN ORLEN oddano do użytkowania nową Wytwórníę Wodoru II, a w marcu 2011 r. nową linię produkcyjną Hydroodsierczania Olejów

²⁷ Dopalecz termiczny o mocy 1,577 MW, stanowiący element węzła termicznego, został wyłączony z eksploatacji w 2010 r.

²⁸ Proces spalania nie jest wykorzystywany w procesach technologicznych

Napędowych VII. W efekcie tych zmian w Rafinerii nastąpił wzrost zdolności produkcyjnych, wzrost ilości przerabianej ropy naftowej oraz wzrost emisji CO₂. Na skutek rozbudowy instalacji Rafinerii uległo również zwiększeniu zapotrzebowanie tej instalacji na ciepło i energię elektryczną wytwarzaną w zakładowej Elektrociepłowni, co skutkowało wzrostem produkcji w Elektrociepłowni i wzrostem emisji CO₂. PKN Orlen zwrócił się do Marszałka Województwa Mazowieckiego o przydział dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ z krajowej rezerwy dla instalacji: Rafinerii i Elektrociepłowni. Postanowieniami z dnia 3 sierpnia 2011 r. KOBiZE pozytywnie zaopiniował przyznanie PKN Orlen uprawnień z krajowej rezerwy na lata 2011-2012, w tym dla instalacji Rafinerii ropy naftowej (167 305 uprawnień) i dla instalacji Elektrociepłowni (53 788).

(dowód: akta kontroli str. 39-52)

Rafineria Trzebinia pismem z 5 lutego 2010 r. wystąpiła do Marszałka Województwa Małopolskiego z wnioskiem o przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji rafineryjnej na lata 2008-2012 w ilości 6 658 średniorocznie (łącznie 33 290) w związku z rozpoczęciem od 2007 r. (II kwartał) systematycznej przeróbki ropy naftowej²⁹ w instalacji DRW III i tym samym zwiększeniem wykorzystania zainstalowanych zdolności produkcyjnych i wzrostu produkcji, skutkującym wzrostem emisji CO₂ z instalacji skutkującym ponadplanowym wzrostem zapotrzebowania na uprawnienia do emisji. 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 emisji³⁰ dla instalacji DRW III przewidziano 4 502 uprawnień (na podstawie danych historycznych za lata 1988-2005), tj. prawie pięć razy mniej niż Rafineria Trzebinia korzystała w poprzednim okresie rozliczeniowym 2005-2007 (21 900 średniorocznie).

W wyniku przeprowadzonego postępowania KASHUE pozytywnie zaopiniował przyznanie Rafinerii dodatkowych uprawnień. W dniu 12 kwietnia 2011 r. Rafineria otrzymała zmianę zezwolenia na udział we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, w którym przyznana Spółce z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 średniorocznie 8 021 bezpłatnych uprawnień (na lata 2010-2012 łącznie 24 063).

(dowód: akta kontroli str. 92-125, 298-595)

1.2. Realizacja obowiązków związanych z przekazywaniem informacji niezbędnych dla opracowania KPRU, KŚW i KPI

Spółki Grupy ORLEN, prowadzące instalacje objęte systemem EU ETS w drugim okresie rozliczeniowym³¹ oraz instalacje kwalifikujące się do objęcia systemem EU ETS od 1 stycznia 2013 r. wywiązały się z obowiązków w zakresie przekazania informacji niezbędnych do opracowania KPRU, KŚW i KPI.

PKN Orlen dwukrotnie zwracał się do Ministerstwa Środowiska³² oraz Ministerstwa Skarbu Państwa³³ w sprawach dotyczących KPRU na lata 2008-2012, nie otrzymując odpowiedzi. W swych pismach³⁴ Spółka stwierdziła, że przyjęcie 2010 r.

²⁹ W 2005 r. instalacja Destylacji Rurowo-Wieżowej została odstawiona do planowanego postoju remontowego, a w 2006 r. została uruchomiona w miesiącach listopad – grudzień.

³⁰ Dz. U. Nr 202, poz. 1248, ze zm. Dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU*. Weszło w życie w dniu 29 listopada 2008 r.

³¹ Lata 2008-2012.

³² Dalej: MŚ.

³³ Dalej: MSP.

³⁴ Z dnia 18 sierpnia 2011 r. do MSP oraz z dnia 23 listopada 2011 r. do Podsekretarza Stanu MŚ.

jako reprezentatywnego do korekty obowiązującego KPRU jest obciążone dużym błędem w przypadku spółek GK ORLEN, a propozycja korekty wielkości przydziałów uprawnień dla emisji CO₂ na 2012 r., w oparciu o dane z 2010 r. nie daje możliwości pokrycia emisji wynikającej z bieżących potrzeb oraz uniemożliwia uzyskanie dodatkowych uprawnień związanych z inwestycjami w nowe moce wytwórcze.

(akta kontroli str. 8-33)

Anwil SA w piśmie z dnia 31 maja 2007 r. zwrócił się do KASHUE o rewizję opracowanych propozycji przydziału bezpłatnych uprawnień na lata 2008-2012 tak, aby algorytm rozdziału uwzględniał interesy firm, które podejmowały aktywne działania na rzecz ograniczenia emisji CO₂ w latach 2005-2006. W odpowiedzi z dnia 31 grudnia 2007 r. KASHUE poinformowało, że przydział uprawnień do emisji dla sektora chemicznego został określony na podstawie osiągniętych przez instalacje wskaźników emisyjności oraz planów produkcji ciepła i energii elektrycznej w latach 2008-2012.

(dowód: akta kontroli str. 2300-2302)

W piśmie z dnia 3 listopada 2011 r. kierowanym do Ministra Środowiska Rafineria Jedlicze wyraziła swoją dezaprobatę w związku z proponowaną nowelizacją rozporządzenia z 2008 r. w sprawie KPRU i obniżeniem dla jej instalacji liczby bezpłatnych uprawnień. W piśmie stwierdzono m.in., że dokonywanie zmian w rozdziale uprawnień do emisji na podstawie danych z 2010 r. jest „niezasadne i krzywdzące”.

(akta kontroli str. 76-91, 125, 616)

Spółki GK ORLEN zgłosiły do KPI trzy zadania inwestycyjne, w tym PKN Orlen dwa zadania: *Zabudowa kotła olejowo-gazowego oraz zabudowa turbozespołu upustowo-kondensacyjnego w Płocku (PL-\$-0178)* i *Budowa nowego bloku gazowo-parowego we Włocławku (PL-\$-179)*, a Anwil SA – zadanie *Budowa bloku gazowo-parowego 100 MW (PL-\$-0266)* w elektrociepłowni przemysłowej we Włocławku. Zgłoszone przez Spółki zadania zostały ujęte w ostatecznej wersji KPI.

Pismem z dnia 27 września 2013 r. Anwil SA zwrócił się do Ministerstwa Gospodarki³⁵ o wykreślenie z KPI zadania budowy bloku gazowo-parowego 100 MW. Zgodnie z treścią pisma projekt ten był zgłoszony jako zamierzenie inwestycyjne i nie został ostatecznie zatwierdzony do realizacji. W odpowiedzi poinformowano, że w chwili obecnej nie ma możliwości ingerencji w zawartość zatwierdzonego KPI, a podmioty, których zadania inwestycyjne zostały ujęte w KPI, nie mają obowiązku ich realizacji. Wybór zadań inwestycyjnych z listy KPI, które posłużą rozliczeniu uprawnień, ma charakter fakultatywny.

(akta kontroli str.8-38, 168, 216-297)

1.3. Realizacja obowiązków w zakresie planu monitorowania wielkości emisji

Spółki Grupy ORLEN prowadzące instalacje objęte EU ETS opracowały plany monitorowania emisji. Plany były dostosowywane do zmieniających się warunków eksploatacji instalacji i przepisów prawa.

W instalacjach elektrociepłowni monitorowanie emisji CO₂ oparto o metodykę obliczeń opartą o pomiary wielkości zużywanych paliw, wskaźniki emisji dla poszczególnego rodzaju paliwa i współczynniki utleniania. Emisja CO₂ była sumą emisji wszystkich strumieni wsadowych.

³⁵ Dalej: MG.

W instalacjach produkcyjnych (chemicznych) emisje gazów cieplarnianych obejmowały emisję CO₂ oraz N₂O przy produkcji kwasu azotowego. Monitorowanie emisji CO₂, podobnie jak w instalacjach elektrociepłowni, oparto na metodzie obliczeniowej strumieni paliw wsadowych, natomiast emisję N₂O z produkcji kwasu azotowego na automatycznym systemie pomiarów ciągłych³⁶. Roczna wielkość emisji CO₂e³⁷ określana była na podstawie iloczynu emisji rocznej N₂O z produkcji kwasu azotowego pomnożonej przez współczynnik ocieplenia globalnego³⁸.

W ramach zarządzania uprawnieniami do emisji CO₂ w PKN Orlen poleceniem służbowym Prezesa Zarządu PKN Orlen³⁹ powołano dwa Zespoły ds. CO₂ (Roboczy i Nadzorujący), których zadaniem było m.in. planowanie, zarządzanie i monitorowanie emisji CO₂.

Zadaniem Zespołu Nadzorującego ds. CO₂ było zapewnienie właściwego zarządzania uprawnieniami do emisji CO₂ w GK ORLEN i rekomendowanie wniosków właściwym Członkom Zarządu.

W ramach prac Zespołu Roboczego przygotowywane były na bieżąco informacje niezbędne do zarządzania uprawnieniami do emisji CO₂, obejmujące plan emisji, plan umorzeń, plan otrzymania bezpłatnych uprawnień, plan transakcji, saldo uprawnień.

Oprócz *Planów monitorowania*, zatwierdzonych w zezwoleniach w PKN Orlen, system monitorowania i raportowania emisji CO₂ został określony w *Instrukcji CO₂ wprowadzającej zasady funkcjonowania systemu monitorowania i raportowania emisji dwutlenku węgla w PKN Orlen S.A.*⁴⁰. W *Instrukcji CO₂* dla każdej instalacji objętej systemem określono sposób monitorowania emisji CO₂, zakres obowiązków związanych z monitorowaniem emisji CO₂ i sprawozdawczością oraz sposób raportowania emisji CO₂.

Prawidłowość wykonywania obowiązku w zakresie monitorowania wielkości emisji CO₂ zbadano na przykładzie instalacji Elektrociepłownia, należącej do PKN Orlen⁴¹. Dla instalacji Elektrociepłownia w planie monitorowania wielkości emisji⁴² ustalono: źródła emisji (osiem kotłów oraz instalację mokrego odsiarczania spalin), strumienie materiałów wsadowych (gudron, gaz opałowy wysokociśnieniowy, gaz opałowy niskociśnieniowy, gaz rozpałkowy oraz mączka kamienia wapiennego - w instalacji odsiarczania spalin). W planie monitorowania określono, że parametry, na podstawie których wylicza się m.in. wartość opałową, wskaźnik emisji i współczynnik utleniania wykonywane będą w akredytowanym laboratorium Orlen Laboratorium Sp. z o.o.

Zgodnie z *Instrukcją CO₂* zużycie paliw monitorowane jest zbiorczo dla wszystkich kotłów energetycznych za pomocą układów pomiarowych zainstalowanych na dosytle paliw do Zakładu Elektrociepłowni oraz na zbiornikach magazynowych paliw ciekłych. Wyznaczono osoby odpowiedzialne za raportowanie oraz wprowadzanie

³⁶ Nieprzerwany pobór próbek gazów resztkowych z instalacji z analizowaniem stężenia i znormalizowanego przepływu gazów w krótkich przedziałach czasowych.

³⁷ Ekwiwalent CO₂.

³⁸ Współczynnik globalnego ocieplenia dla N₂O wynosił 298 Mg CO₂(e)/Mg N₂O.

³⁹ Polecenie służbowe nr 1/DG/2013 z dnia 4 marca 2013 r.

⁴⁰ Wprowadzona *Zarządzeniem operacyjnym* z dnia 26 listopada 2015 r. Poprzednio w PKN Orlen obowiązywało *Zarządzenie operacyjne nr 4/DP/DR/2013* z dnia 30 lipca 2013 roku w sprawie wprowadzenia do użytku służbowego „Instrukcji określającej zasady funkcjonowania systemu monitorowania i raportowania emisji dwutlenku węgla w PKN Orlen S.A. Dalej: *Instrukcja CO₂*.”

⁴¹ Instalacja w 2014 r. wyemitowała 2 569 662 Mg CO₂ co stanowiło 35,9% emisji ze wszystkich instalacji prowadzonych przez spółki GK Orlen.

⁴² Plan monitorowania po zmianach ustalony w Decyzji nr 236/15/PŚ.Z z dnia 4 sierpnia 2015 r.

danych w systemie DCS oraz dodatkowo za jego pośrednictwem na wydzielonych serwerach aplikacji PL-ProcessBook. Dane archiwizowane na serwerach stanowiły podstawę bilansowania zużycia paliw i mączki kamienia wapiennego w Zakładzie Elektrociepłowni. Zużycie paliwa bilansowane było dobowo i sumowane w okresach miesięcznych, mączki i kamienia wapiennego w okresie miesięcznym.

Wiarygodność wyników monitorowania wielkości emisji została potwierdzona przez uprawnionych weryfikatorów w rocznych raportach o wielkości emisji CO₂. Weryfikatorzy stwierdzili również, że monitorowanie wielkości emisji prowadzone było zgodnie z planami monitorowania i warunkami określonymi w zezwoleniu, a także zgodnie z przepisami *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji*⁴³ i *rozporządzenia Komisji (EU) Nr 601/2012 z dnia 23 kwietnia 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych*⁴⁴.

(akta kontroli str.8-33)

1.4. Informacje sprawozdawcze, rozliczenia uprawnień do emisji

Spółki Grupy ORLEN prowadzące instalacje objęte EU ETS, zgodnie z art. 57 ust. 3 w związku z art. 62 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* (art. 40 ust. 1 i 2 w związku z art. 45 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*) sporządzały raporty roczne o wielkości emisji i terminowo, tj. do 31 marca roku następującego po roku rozliczeniowym, przekazywały je do KASHUE/KOBIZE. Zakres informacji zawarty w przedkładanych raportach za lata 2008-2012 był zgodny z *rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie sposobu monitorowania emisji*, a za lata 2013-2014 raporty sporządzane były na formularzu (w formacie Excel), przygotowanym przez Komisję Europejską, dostępnym na stronach internetowych KOBIZE. Raporty były zweryfikowane przez uprawnionych weryfikatorów. Weryfikatorzy nie wnosili uwag w zakresie wielkości raportowanej emisji.

Spółki Grupy ORLEN wywiązywały się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji. Do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku rozliczeniowym, umorzono uprawnienia w ilości odpowiadającej emisji rzeczywistej CO₂.

Prowadzący instalacje w GK ORLEN wykorzystywali do rozliczenia rocznej emisji gazów cieplarnianych m.in. jednostki CER i ERU (jednostki tzw. zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych). Łączna liczba umorzonych jednostek CER i ERU w drugim okresie rozliczeniowym (2008-2012) nie przekroczyła 10% przyznaných uprawnień w tym okresie oraz 1% umorzonych w trzecim okresie rozliczeniowym, a dla instalacji, które zostały objęte systemem EU ETS od 1 stycznia 2013 r. 4,5% rzeczywistej emisji w latach 2013-2014.

(akta kontroli str.33, 125, 168, 2309-2755, 3561-3622, 3237-3245)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena cząstkowa

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

⁴³ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji*.

⁴⁴ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, ze zm.

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

2.1. Kierunki działań przyjęte w strategiach GK ORLEN

Opis stanu faktycznego

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Biura Zarządzania Ryzykiem Regulacyjnym PKN Orlen⁴⁵ w PKN Orlen nie opracowano dokumentu nakierowanego wyłącznie na strategię działań mających na celu ograniczenie emisji gazów oraz dostosowanie organizacji do wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów do powietrza. W PKN Orlen, jak i spółkach z Grupy ORLEN funkcjonują uregulowania odnoszące się do procesów dostosowawczych, związanych ze zmianami przepisów prawa i koordynacją działań mających na celu dostosowanie działalności do wymagań prawnych. Decyzje dotyczące realizacji poszczególnych działań związanych z dostosowaniem do przepisów prawa są realizowane poprzez szereg inicjatyw (w tym inwestycji) i zapadają zgodnie z regulacjami wewnętrznymi, na zasadach ogólnych obowiązujących w Spółce, po uzyskaniu niezbędnych zgód organów korporacyjnych, a także na podstawie przepisów prawa powszechnego regulującego działalność spółek prawa handlowego. Kwestie wdrożenia wymagań PEK były uwzględniane w planach strategicznych PKN Orlen w okresie 2008-2015 oraz były przedmiotem analiz podczas posiedzeń Rady Nadzorczej. Cele strategiczne związane z zagadnieniami spełnienia przez PKN Orlen wymogów stawianych przez PEK były ponadto przedmiotem prac prowadzonych przez Komitet Zarządzania Segmentowego (KZS), a następnie Komitet Strategii Koncernu (KSK). Efektem tych prac było zatwierdzenie dokumentów strategicznych związanych m.in. z redukcją gazów cieplarnianych, zwiększeniem efektywności energetycznej poszczególnych segmentów produkcyjnych, a także zwiększeniem udziału biopaliw oraz energii odnawialnej.

(akta kontroli str. 171-175)

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

W latach 2008-2015 spółki Grupy ORLEN zaplanowały i wykonywały zadania inwestycyjne i modernizacyjne, które miały na celu zarówno redukcję emisji gazów cieplarnianych, jak i dostosowanie działalności do wymagań *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)*⁴⁶.

2.2.1. Zadania zgłoszone i realizowane w ramach KPI

Z trzech zgłoszonych przez spółki Grupy ORLEN do KPI zadań inwestycyjnych, w latach 2009-2015 realizowane były dwa: *Budowa elektrowni gazowo-parowej we Włocławku* (PL- $\$$ -0179) i *Budowa kotła K-8 i zabudowa turbozespołu parowego TG7* (PL- $\$$ -178), realizowane przez PKN Orlen.

(akta kontroli str.11-33)

Budowa elektrowni gazowo-parowej we Włocławku” (PL- $\$$ -0179)

Na potrzeby budowy elektrowni gazowo-parowej we Włocławku PKN Orlen uzyskał kredyt długoterminowy w ramach Programu „Inwestycje Polskie” z Banku

⁴⁵ Pismo z dnia 4 lutego 2016 r.

⁴⁶ Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, ze zm. Dalej: *dyrektywa IED*.

Gospodarstwa Krajowego na kwotę 1 mld zł. Ostateczny termin spłaty przypada na grudzień 2025 r. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Biura Ochrony Środowiska PKN Orlen⁴⁷ dla sfinansowania inwestycji zostały wykorzystane środki z BGK, pozyskane na warunkach rynkowych, tj. oferowanych na rynku przez banki komercyjne dla tego typu finansowań.

W grudniu 2012 r. została podpisana umowa z Generalnym Realizatorem Inwestycji – konsorcjum General Electric International i SNC Lavalin Polska Sp. z o.o. na budowę w formule EPC („pod klucz”) bloku gazowo-parowego⁴⁸. Uzyskano decyzję środowiskową, decyzję o pozwoleniu na budowę i złożony został wniosek o pozwolenie zintegrowane. Elektrociepłownia w założeniu miała zużywać rocznie 0,6-0,7 mld m³ gazu, a moc całkowita w kondensacji brutto miała wynieść 473 MW_e. Okres działalności oszacowano na 25 lat (od dnia przekazania do eksploatacji). Produkcja energii elektrycznej miała zaspokajać całe potrzeby zakładu produkcyjnego Anwil SA, a nadwyżka miała być sprzedawana. W lutym 2014 r. zawarty został kontrakt z firmą Elbud Katowice Sp. z o.o. na zaprojektowanie, dostawę oraz zabudowę w formule EPC napowietrznej linii elektroenergetycznej 220/110kV we Włocławku (łączącej BGP Włocławek, stację elektroenergetyczną PSE Azoty Włocławek oraz rozdzielnię R110kV Anwil SA). Poza kontraktem EPC na budowę BGP we Włocławku i budowę linii elektroenergetycznej PKN Orlen zawarł umowy przyłączeniowe z PSE SA i OGP Gaz-System SA. Zawarte umowy miały zapewnić możliwość dostawy paliwa – gazu jak i możliwość przesyłu energii elektrycznej do Krajowej Sieci Przesyłowej.

Harmonogram realizacji zadania inwestycyjnego związanego z budową elektrowni gazowo-parowej we Włocławku zakładał oddanie do eksploatacji elektrowni w grudniu 2015 r. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Wydziału Kluczowych Projektów Energetycznych PKN Orlen⁴⁹ Zarząd Spółki powziął informację od konsorcjum realizującego inwestycję o nowym terminie zakończenia prac budowlanych. W związku z tym oddanie elektrowni do eksploatacji planowane jest obecnie w drugim kwartale 2016 r. Główną przyczyną przesunięcia terminu przekazania elektrociepłowni do eksploatacji było opóźnienie w realizacji prac obiektowych, związanych z montażem wewnętrznych instalacji technologicznych.

(akta kontroli str.11-33, 36-38, 63-72, 168,)

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora BOŚ⁵⁰ projekt nie jest jeszcze zakończony. Wszystkie kwestie kar (w zakresie poziomu oraz formy wyegzekwowania) będą ostatecznie ustalone po zakończeniu projektu.

(akta kontroli str. 224-297)

[...] ⁵¹

(akta kontroli str.168)

⁴⁷ Pismo z dnia 5 lutego 2016 r.

⁴⁸ Dalej: BGP.

⁴⁹ Pismo Dyrektora Wydziału Kluczowych Projektów Energetycznych PKN Orlen [...] 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. 6 ust. 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz.U. z 2016 r. poz. 922) NIK wyłączyła jawność informacji w zakresie danych osobowych. Wyłączenia tego dokonano w interesie osoby fizycznej.] – znak: RE/563/2015 z dnia 12 grudnia 2015 r.

⁵⁰ Wyjaśnienia Dyrektora Biura Ochrony Środowiska PKN Orlen SA [...] Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy o dostępie do informacji publicznej i art. 6 ust. 1 ustawy o ochronie danych osobowych NIK wyłączyła jawność informacji w zakresie danych osobowych. Wyłączenia tego dokonano w interesie osoby fizycznej.] - z dnia 5 lutego 2016 r.

⁵¹ 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 [...].

Budowa kotła K-8 i zabudowa turbozespołu parowego TG7 (Nr KPI – PL-\$-0178)

W dniu 24 marca 2009 r. Prezydent Miasta Płocka⁵² zatwierdził projekt budowlany i udzielił pozwolenia na budowę kotła olejowo-gazowego OOG-420 o wydajności parowej 420 Mg/godz. (o parametrach roboczych pary świeżej 13,6 Mpa oraz 540°C). Pierwsza próba wodna kotła, z wynikiem pozytywnym, odbyła się 9 czerwca 2011 r., a zakończenie Ruchu Próbnego 26 listopada 2012 r. Decyzja o pozwoleniu na użytkowanie wydana została w dniu 7 marca 2013 r.⁵³. Budowa kotła K-8 stanowiła rozbudowę istniejącej elektrociepłowni. Kocioł został wybudowany i podłączony do istniejącego zbiorczego kolektora wysokoprężnego w ramach I etapu projektu rozbudowy istniejącej elektrociepłowni o nowe źródła wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W ramach etapu II realizowana będzie zabudowa turbozespołu parowego FG7 o mocy 70 MW, zasilanego parą wysokoprężną z wybudowanego kotła K8. Inwestycje finansowane są ze środków własnych Spółki.

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora WKPE⁵⁴ uzyskanie pozwolenia na budowę planowano na 9 marca 2016 r., przekazanie turbozespołu do eksploatacji i uzyskanie pozwolenia na użytkowanie na 9 listopada 2017 r.

[...]

(akta kontroli str.168, 216-297)

PKN Orlen przekazał Ministrowi Środowiska i KOBiZE trzy sprawozdania rzeczowo-finansowe z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI: za okres 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. Wszystkie sprawozdania uzyskały pozytywną opinię biegłego rewidenta, który nie wniósł uwag i zastrzeżeń do ich sporządzenia.

Zgodnie ze sprawozdaniami, według stanu na 30 czerwca 2015 r. Spółka poniosła wydatki (koszty kwalifikowane) na łączną kwotę [...]

(akta kontroli str. 168)

Zgodnie ze sprawozdaniem rzeczowo-finansowym za okres sprawozdawczy od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r. z wykonania zadania inwestycyjnego [...].

(akta kontroli str.272-297)

W sprawozdaniach rzeczowo-finansowych z realizacji obu zadań inwestycyjnych w części E1 pkt 10 wszystkie wydatki dla zadania PL-\$-0178 wykazano jako „Kocioł olejowo-gazowy OOG-420 Nr 8”, a dla zadania PL-\$-0179 jako „Budowa elektrowni gazowo-parowej we Włocławku wraz z infrastrukturą”.

(akta kontroli str. 168, 225-297)

PKN Orlen przy piśmie z dnia 4 listopada 2015 r., tj. prawie miesiąc po terminie określonym w art. 136 ust. 1 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁵⁵, przesłał do MŚ wnioski o zatwierdzenie wskaźników zgodności dla dwóch zadań inwestycyjnych ujętych w KPI. Wskaźnik zgodności dla zadania PL-\$-178 określono, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanego paliwa, jako olej ciężki/gaz (w %) przed rozpoczęciem zadania i po zakończeniu zadania - 51-100%/0-49%, oraz redukcję emisyjności

⁵² Decyzja nr 175/2009.

⁵³ Wydana przez Powiatowego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Płocku.

⁵⁴ Pismo znak: RE/563/2015 z dnia 12 grudnia 2015 r.

⁵⁵ Dz. U. poz. 1223, ze zm. Dalej: *ustawa z 2015 r. o systemie handlu emisjami*.

wyrażoną w Mg CO₂/MWh przed rozpoczęciem zadania 0,476, po zakończeniu zadania <0,441.

Wskaźnik zgodności dla zadania PL- $\$$ -179 określono jako rodzaj zastosowanego paliwa, po zakończeniu zadania - gaz ziemny 100%, osiągalną moc po zakończeniu zadania - 473 MW_e i emisyjność w wyniku realizacji zadania - 0,350-0,532 MgCO₂/MWh.

(akta kontroli str. 8-75, 1158-1169)

2.2.2. Działania inwestycyjne i modernizacyjne, wpływające na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (CO₂) do powietrza

Ze sporządzonego biorczego zestawienia realizowanych w latach 2008-2015 przez spółki GK ORLEN zadań inwestycyjnych w zakresie bezpośredniego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (poza zadaniami realizowanymi w ramach KPI) wynikało, że spółki zrealizowały (bądź były w trakcie realizacji) 16 zadań inwestycyjnych, [...]

(dowód: akta kontroli str. 169-210, 776-1092)

2.2.3. Zarządzanie emisjami – prawami do emisji gazów cieplarnianych

W dniu 20 kwietnia 2010 r. Prezes Zarządu PKN ORLEN zatwierdził *Politykę Zintegrowanego Systemu Zarządzania (ZSZ)*, w którym określono zobowiązania Spółki m.in. w zakresie dążeń do „maksymalnie możliwej neutralności ekologicznej”. W *Polityce* wskazano m.in.:

- osiągnięcie stanu pełnej zgodności z prawem i innymi normami obowiązującymi w zakresie zapobiegania zanieczyszczeniom, ochrony środowiska, bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony zdrowia przy jednoczesnym zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju (cel 3),
- zapewnienie monitorowania emisji do środowiska jej rozprzestrzeniania się w powietrzu, glebie, ziemi i wodach podziemnych oraz oddziaływania na zdrowie i życie ludzkie (cel 4),
- przeciwdziałanie zmianom klimatu poprzez efektywne zarządzanie emisjami gazów cieplarnianych (cel 5).

W PKN Orlen sporządzane były corocznie sprawozdania z działań prowadzonych w ramach wdrożonego Zintegrowanego Systemu Zarządzania⁵⁶. W sprawozdaniu sporządzonym przez Dział Ochrony Środowiska za 2014 r. zamieszczono m.in. dane dotyczące sposobu monitorowania wielkości emisji oraz wyników monitorowania pod kątem zapobiegania przekroczeniom dopuszczalnych wielkości określonych w pozwoleniach zintegrowanych. W zakresie zarządzania emisją CO₂, w sprawozdaniu wskazano sposób monitorowania stopnia wykorzystania przyznanych uprawnień do emisji CO₂ oraz obowiązujące instrukcje wewnętrzne i procedury związane z monitorowaniem i sposobem raportowania emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 168)

W Anwil SA funkcjonował System Zarządzania Środowiskowego oparty na ISO 14001:2004 w zakresie produkcji nawozów mineralnych, polichlorku winylu, sody kaustycznej, ługu sodowego, energii cieplnej i elektrycznej oraz tworzyw sztucznych, spełniający cele ZSZ. Polityka ZSZ wskazywała cele dotyczące jakości, środowiska i bhp realizowane w wieloletniej perspektywie na poziomie strategicznym.

⁵⁶ Dalej: ZSZ.

W celu zapewnienia realizacji programów jakości i zarządzania środowiskowego, zgodnie z kierunkami określonymi przez najwyższe kierownictwo Spółka wprowadziła Program jakości i zarządzania środowiskowego⁵⁷, umożliwiający przypisanie odpowiedzialności oraz wskazanie, w odniesieniu do programów jakości i zarządzania środowiskowego, sposobu postępowania w zakresie wyznaczania i dokumentowania mierzalnych celów, określania zadań, wyznaczania wskaźników efektów działalności, prognozowania kosztów dotyczących jakości i mierzalnych celów środowiskowych, szacowania efektów finansowych oraz sprawowania nadzoru nad ich realizacją.

Spółka przygotowywała roczne programy zarządzania środowiskowego wskazujące planowane przedsięwzięcia (zadania), terminy oraz osoby odpowiedzialne za ich realizację, prognozowane koszty, źródła ich finansowania, opis celu środowiskowego, wskaźniki umożliwiające ocenę celu, szacowany efekt finansowy celu. Sprawozdania z realizacji zadań dotyczących zarządzania środowiskowego były przedstawiane na posiedzeniach Głównego Zespołu ds. Jakości i Zarządzania Środowiskowego.

W Spółce działały zespoły ds. realizacji projektów związanych z ograniczeniem emisji gazów, w tym:

- redukcji emisji podtlenku azotu z instalacji produkcji kwasu azotowego w ramach mechanizmu „joint implementation”⁵⁸,
- zwiększenia energooszczędności i wzrostu produkcji w Kompleksie Nawozowym Anwilu SA⁵⁹,
- budowy kotłowni pary średnioprężnej⁶⁰.

Łączne nakłady inwestycyjne netto Spółki związane z realizacją ww. projektów wyniosły odpowiednio: [...]

(dowód: akta kontroli str. 2954-3221, 3266-3320)

W II okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2008-2012, spółki GK ORLEN eksploatowały 11 instalacji, dla których na podstawie *rozporządzenia w sprawie KPRU* uzyskały 35 597 099 uprawnień. Rzeczywista emisja w tym okresie wyniosła 32 095 853 Mg, a nadwyżka uprawnień - 3 501 246. W trzecim okresie rozliczeniowym (lata 2013-2014) spółki Grupy ORLEN eksploatowały 17 instalacji, dla których na podstawie *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* otrzymały 1 304 289 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, a na podstawie *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁶¹ 9 266 983 uprawnień (łącznie – 10 571 272 uprawnień). Rzeczywista emisja w latach 2013-2014 wyniosła 14 666 586 Mg, a niedobór uprawnień 4 195 314.

(dowód: akta kontroli str. 76-125126-135₁, 596-649)

⁵⁷ Procedura AW-PJ/PŚ-14

⁵⁸ Polecenie służbowe DT nr 2 z dnia 17 lutego 2006 r.

⁵⁹ Polecenie służbowe DT nr 2/2009 z dnia 18 czerwca 2009 r.

⁶⁰ Polecenie służbowe DS. nr 10/2015 z dnia 1 lipca 2015 w sprawie przyjęcie "Schematu Organizacyjnego Projektu WEGA w ANWIL SA"

⁶¹ Dz. U., poz. 439. ze zm. Dalej: *rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną*.

W rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU trzem instalacjom prowadzonym przez PKN Orlen przyznano łącznie 32 895 735 bezpłatnych uprawnień. Spółce przydzielono również 221 093 uprawnień z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 (w tym 167 305 uprawnień dla Rafinerii i 53 788 uprawnień dla Elektrociepłowni). Po uwzględnieniu uprawnień z krajowej rezerwy Spółka na okres 2008-2012 dysponowała liczbą 33 116 828 bezpłatnych uprawnień. Rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 30 136 884 Mg, a nadwyżka bezpłatnych uprawnień, przeniesionych na III okres rozliczeniowy - 2 974 944.

W latach 2008-2012 PKN Orlen sprzedał 14 671 913 uprawnień do emisji CO₂ (14 144 913 jednostek EUA i 527 000 jednostek ERU/CER) za łączną kwotę 814 079,3 tys. zł oraz zakupił 15 987 945 uprawnień do emisji CO₂ (12 830 000 jednostek EUA i 3 157 945 jednostek ERU/CER) za łączną kwotę 825 766,1 tys. zł. Zakupu uprawnień EUA dokonano w transakcjach terminowych, które zapadły odpowiednio: w grudniu 2010 r. oraz grudniu 2012 r. (6 415 000 EUA każda)

Na III okres rozliczeniowy (dla pięciu instalacji), PKN Orlen przyznano łącznie 28 781 127 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂⁶², w tym 8 021 699 bezpłatnych uprawnień na lata 2013-2014. Na podstawie rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, Spółce przyznano 2 847 304 bezpłatnych uprawnień (1 232 815 na lata 2013-2014), a na podstawie rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, 26 115 381 bezpłatnych uprawnień (6 788 884 na lata 2013-2014).

W latach 2013-2015 r. (I połowa) PKN Orlen nabył [...]

(dowód: akta kontroli str. 8-56 i 126-167, 596-649, 3237-3245, 3256-3265, 3266-3320)

W rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU dwóm instalacjom prowadzonym przez ORLEN Południe (znajdującym się w Zakładzie w Trzebini, tj. instalacji Elektrociepłownia i instalacji Rafineryjnej) przyznano na lata 2008-2012 łącznie 520 315 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. Po uwzględnieniu 24 063 uprawnień przyznanych z krajowej rezerwy na lata 2008-2012 Zakład w Trzebini otrzymał 544 378 bezpłatnych uprawnień.[...]

(dowód: akta kontroli str. 8-56 i 126-167, 596-649)

Dwóm instalacjom prowadzonym przez ORLEN Południe Zakład w Jedliczu na podstawie rozporządzenia z 2008 r. w sprawie KPRU na lata 2008-2012 przyznano łącznie 279 168 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂.[...]

(dowód: akta kontroli str.76-125).

W rozporządzeniu z 2014r. w sprawie KPRU instalacji w Płocku prowadzonej przez ORLEN Asphalt Sp. z o.o. przyznano łącznie 231 675.[...]

(dowód: akta kontroli str.616-649)

Instalacji w Trzebini prowadzonej przez ORLEN Asphalt Sp. z o.o. w rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU przyznano łącznie 13 080 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂.[...]

(dowód: akta kontroli str.596-616)

⁶² Z uwzględnieniem uprawnień przyznanych spółkom Orlen Oil Sp. z o.o. i Orlen Asphalt Sp. z o.o. od 1 stycznia 2015 r. włączonych w strukturę PKN Orlen

Łącznie w latach obejmujących cały II okres rozliczeniowy Spółka ORLEN Asphalt Sp. z o.o. (dla instalacji w Trzebini i instalacji w Płocku) otrzymała 244 755 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ [...]

(dowód: akta kontroli str.596-634)

W rozporządzeniu z 2008 r. w sprawie KPRU instalacji prowadzonej przez ORLEN Oil Sp. z o.o. przyznano łącznie 107 090 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. [...]

Na III okres rozliczeniowy ORLEN Oil Sp. z o.o. przyznano łącznie 526 922 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ na podstawie rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, w tym 139 238 uprawnień na lata 2013-2014. [...]

(akta kontroli str.616 i 635-649)

W rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną instalacji prowadzona przez Basell ORLEN Polyolefins Sp. z o.o. (objętej systemem EU ETS od 2013 r.) przyznano łącznie 492 044 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, w tym 130 022 uprawnień na lata 2013-2014.

[...]

(akta kontroli str. 3457-3462, 3657-3661)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące
badanej działalności

We wszystkich sprawozdaniach rzeczowo-finansowych z realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w KPI: PL-\$-0178 i PL-\$-0179 Spółka nie wyszczególniała rzeczowych elementów zadania inwestycyjnego wraz z poniesionymi nakładami, tak jak wynika to z tabeli w części E1 sprawozdania pn. *Zestawienie rzeczowych elementów zadań inwestycyjnych zrealizowanych w okresie sprawozdawczym*. Wszystkie faktury i równoważne im dokumenty księgowe, świadczące o poniesionych na realizację zadania inwestycyjnego kosztach, Spółka kwalifikowała do jednej grupy, określonej jako „Kocioł olejowo-gazowy OOG-420 Nr 8” dla zadania PL-\$-0178 i „Budowa elektrowni gazowo-parowej we Włocławku wraz z infrastrukturą” dla zadania PL-\$-0179. NIK bierze pod uwagę, że żadne ze sprawozdań nie zostało zakwestionowane zarówno w trakcie weryfikacji przez uprawniony podmiot, jak przez KOBiZE, czy też Ministerstwo Środowiska. Jednak w opinii NIK taki sposób wypełnienia formularza sprawozdania nie pozwala na rzetelną analizę kosztów poniesionych na realizację zadań i ich weryfikację pod względem kwalifikowania do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji. Wskazane jest – w opinii NIK – doprecyzowanie zakresu rzeczowego poszczególnych wydatków tak, jak określa to formularz sprawozdania.

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

Ocena cząstkowa

3. Efekty działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów PEK

Opis stanu
faktycznego

Wydatki związane z EU ETS, poniesione przez spółki GK ORLEN [...]

(akta kontroli str. 8-56 i 126-167, 596-649, 3047-3146, 3246-3254, 3266-3320, 3457-3664, 3670)

W latach 2008-2012 rzeczywista emisja CO₂ z instalacji należących do spółek GK ORLEN zmniejszyła się z 6 451 671 Mg w 2008 r. do 6 252 534 w 2014 r. (w 2009 r. wyniosła – 6 458 147 Mg, w 2010 r. – 6 545 325 Mg i w 2011 – 6 388 176 Mg), w tym

w siedmiu instalacjach zmniejszyła się, a w czterech wzrosła. Największe zmniejszenie rzeczywistej emisji w 2012 r. w porównaniu z 2008 r. nastąpiło w instalacji Elektrociepłowni PKN Orlen (z 3 181 859 Mg do 2 914 078 Mg), a największy wzrost w instalacji Rafineria PKN Orlen (z 2 053 013 Mg do 2 172 935 Mg). W 2013 r. całkowita rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 7 516 368 Mg, a w 2014 r. - 7 150 218 Mg. Powodem wzrostu łącznej emisji CO₂ w latach 2013-2014 (w stosunku do okresu 2008-2012) z instalacji prowadzonych przez Spółki GK ORLEN był fakt, że od 1 stycznia 2013 r. systemem EU ETS objęto część instalacji z sektora chemicznego. Bez uwzględnienia instalacji włączonych do systemu EU ETS w 2013 r. (których łączna emisja w latach 2013-2014 wyniosła 1 987 018 Mg) rzeczywista emisja CO₂ w latach 2013 i 2014 pozostawała na zbliżonym poziomie i wyniosła odpowiednio: 6 594 894Mg i 6 084 674Mg.

W przypadku siedmiu instalacji spółek GK ORLEN, będących w systemie EU ETS w latach 2008-2014, emisja CO₂ w latach 2008-2014 mierzona na jednostkę produktu pozostawała stałym poziomie bądź wykazywała zmniejszenie emisji na jednostkę poszczególnych produktów lub tonę przerobionej ropy.

W PKN Orlen, w instalacji Rafineria emisja CO₂ mierzona w kg na jednostkę produktu (w postaci przerobionej ropy naftowej) wzrosła z poziomu 144,40 w 2008 r. do poziomu 159,81 w 2014 r.

Jak wynika z wyjaśnień⁶³ przerób ropy w roku 2008 r. i 2014 r. był na zbliżonym poziomie i wynosił odpowiednio: 14 217 789 Mg i 14 277 817 Mg, natomiast wyższa emisja CO₂ dla instalacji Rafineria w 2014 r. wynikała z uwzględnienia w niej dodatkowych jednostek produkcyjnych objętych obowiązkiem EU ETS od 2013 r. tj. Ekstrakcja Aromatów, Paraksylen, Uwodornienie Benzyn Popirolitycznych PGH1 i PGH2, instalacji utylizacji siarkowodoru.

W ORLEN Południe Zakład Jedlicze, w instalacji Elektrociepłownia, emisja CO₂ mierzona w kg na jednostkę produktu (GJ) wzrosła z poziomu 79,809 w 2008 r. do poziomu 88,959 w 2014 r. Jak wynika z wyjaśnień⁶⁴ wzrost związany był ze zwiększoną (procentowo) ilością spalane go węgla w stosunku do ilości całkowitej spalane go paliwa. W 2008 r. spalono 3 987 Mg a w 2014 r. – 6 916 Mg. Ponadto kotły węglowe eksploatowane w Zakładzie charakteryzowały się mniejszą sprawnością co dodatkowo wpływało na podwyższenie wskaźnika.

W ORLEN Południe Zakład Trzebinia, w instalacji rafineryjnej (DRW III) emisja CO₂ mierzona w kg na jednostkę produktu (Mg przerobionej ropy naftowej) wzrosła z poziomu 35,85 w 2008 r. do poziomu 43,73 w 2014 r. W instalacji Elektrociepłownia emisja CO₂ mierzona w kg na jednostkę produktu (GJ) wzrosła z poziomu 120,367 w 2008 r. do poziomu 138,262 w 2014 r. Jak wynika z wyjaśnień⁶⁵ w instalacji DRW III przyczyną wzrostu emisji CO₂ był wzrost przerobu ropy o 35% w 2014 r. w odniesieniu do 2008 r., a co za tym idzie większe zużycie gazu ziemne go i rafineryjne go w 2014 r. i tym samym wzrost rzeczywistej emisji CO₂ i wzrost emisji na jednostkę produktu. Natomiast w Elektrociepłowni przyczyną wzrostu wyliczone go wskaźnika był – jak wynika z wyjaśnień – fakt, że przy spadku produkcji ciepła o 25% nastąpił spadek emisji CO₂ tylko o 13%. To przełożyło się „matematycznie” na wzrost liczone go wskaźnika z uwagi na mniejszy spadek emisji CO₂ (prawie o połowę) niż spadek produkcji ciepła.

⁶³ Pismo Dyrektora Biura Ochrony Środowiska PKN Orlen z dnia 5 lutego 2016 r., znak 80/RS/2016

⁶⁴ Wyjaśnienia dyrektora Biura Ochrony Środowiska PKN Orlen z dnia 5 lutego 2016 r., znak 80/RS/2016.

⁶⁵ Wyjaśnienia nadesłane w dniu 5 lutego 2016 r. pocztą elektroniczną przez Kierownika Zespołu ds. Koordynacji Ochrony Środowiska w Regionach i GK.

(dowód: akta kontroli str.8-33, 76-124, 596-649 i 176-191, 2307-2755, 3222-3229, 3246-3254, 3266-3320, 3463-3646, 3647-3672)

Jak wynika z wyjaśnień⁶⁶ w 2012 r. PKN Orlen zlecił Ernst & Young Business Advisory Sp. z o.o. i Wspólnicy sp.k.⁶⁷ wykonanie projektu pn. *Analiza skutków polityki klimatycznej dla polskich instalacji GK ORLEN ze szczególnym uwzględnieniem wspólnotowego systemu ETS do emisji CO₂*, którego celem było wypracowanie wytycznych i kierunkowych rekomendacji do opracowania strategii w obszarze kompleksowego zarządzania uprawnieniami do emisji CO₂ na potrzeby GK ORLEN oraz możliwości płynących z PEK w okresie 2013-2020⁶⁸. Jak wynika z wyjaśnień ramach projektu przygotowana została dla III okresu EU ETS prognoza bilansu emisji CO₂ przez instalacje grupy kapitałowej oraz przydzielonych bezpłatnie uprawnień oraz opracowane zostały założenia i kierunki działań w celu zbilansowania niedoboru uprawnień poprzez: wskazanie obszarów działań, w wyniku podjęcia których możliwa będzie redukcja niedoboru i przygotowanie harmonogramu systematycznego zakupu brakujących ilości uprawnień z rynku (aukcje oraz inne formy zakupu).

W ramach przyjętych w opracowaniu założeń przedstawiono również zagrożenia dla pozycji konkurencyjnej GK ORLEN.

[...].

Jak wynika z wyjaśnień⁶⁹ należy mieć na uwadze iż zarówno planowane emisje na lata 2016-2020, jak i prognozowany deficyt uprawnień uzależnione będą od przyjętych scenariuszy rozwoju Koncernu, które są na obecnym etapie w fazie przygotowywania.

W załączonym do wyjaśnień zestawieniu [...]

(dowód: akta kontroli str. 188-189)

*Ustalone
nieprawidłowości*

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

*Uwagi dotyczące
badanej działalności*

W latach 2008-2014 w czterech instalacjach prowadzonych przez spółki GK ORLEN nastąpił wzrost emisji CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu. W dwóch instalacjach – Elektrociepłowniach prowadzonych przez Orlen Południe Zakład Jedlicze i Trzebinia powyższy wzrost wynikał z uzasadnionych przyczyn. W przypadku wzrostu emisji na produkt w instalacjach Rafineryjnych prowadzonych przez PKN Orlen oraz Orlen Południe Zakład Jedlicze NIK nie może podzielić wyjaśnień Dyrektora Biura Ochrony Środowiska PKN Orlen oraz Kierownika Zespołu ds. Koordynacji Ochrony Środowiska w Regionach i GK, że że wyłączną przyczyną wzrostu emisji CO₂ mierzonej w kg na jednostkę produktu może być uwzględnienie w instalacji dodatkowych jednostek produkcyjnych czy też zwiększona wielkość produkcji i tym samym większe zużycie paliw. Zdaniem NIK podane w wyjaśnieniach przyczyny stanowiąc mogą jedynie uzasadnienie sumarycznych zmian emisji CO₂ w danym okresie, natomiast wpływ na wskaźnik emisji liczonej na jednostkę produktu mogą mieć inne względy związane z zastosowaną technologią bądź zmianami rodzajów paliw wykorzystywanych w okresie którego dotyczy analiza wskaźnikowa.

⁶⁶ Wyjaśnienie nadesłane w dniu 11 lutego 2016 r. pocztą elektroniczną przez Kierownika Zespołu ds. Koordynacji Ochrony Środowiska w Regionach i GK.

⁶⁷ Dalej: E&Y.

⁶⁸ Dokument opracowania firmy Ernst&Young Business Advisory nie został przekazany w załączeniu do wyjaśnień.

⁶⁹ Wyjaśnienie nadesłane w dniu 11 lutego 2016 r. pocztą elektroniczną przez Kierownika Zespołu ds. Koordynacji Ochrony Środowiska w Regionach i GK.

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*

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 Kontroli⁷⁰ 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 21 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 17 maja 2016 r.

Kontrolerzy
Krzysztof Prus
st. inspektor kp.

(-)

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

z up. Michał Wilkowicz
Wicedyrektor

(-)

⁷⁰ Dz.U. z 2015 r. poz. 1096. Dalej: ustawa o NIK.

Rafał Szymański
specjalista kp.

(-)