



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.04.2015

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/15/021 – Dostosowanie polskiego przemysłu do wymogów Pakietu energetyczno-klimatycznego
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Piotr Piątkiewicz, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 96615 z dnia 15 września 2015 r. 2. Wojciech Żukowski, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 96621 z dnia 24 września 2015 r. (dowód: akta kontroli str. 1-4)
Jednostka kontrolowana	Tauron Polska Energia SA ¹ , 40-114 Katowice, ul. ks. Piotra Ściegiennego 3.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Remigiusz Nowakowski, Prezes Zarządu. W okresie objętym kontrolą – tj. w latach 2008 – 2015 (I poł.) stanowisko Prezesa Zarządu zajmował Dariusz Lubera. (dowód: akta kontroli str. 6)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność spółek Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA³ w zakresie działań wdrażających wymogi Pakietu energetyczno-klimatycznego⁴ w latach 2008-2015 (I półrocze).

Spółki Grupy Tauron prawidłowo wykonywały obowiązki wynikające z postanowień PEK, w tym określone w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁵. Dla instalacji, powodujących wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, uzyskano wszystkie niezbędne pozwolenia, a faktyczna działalność spełniała ich warunki, poza jednym przypadkiem przekroczenia dopuszczalnej emisji pyłu określonej w pozwoleniu zintegrowanym z instalacji Zakład Wytwarzania Nowa⁶ (prowadzonej przez Tauron Ciepło Sp. z o.o.⁷), co skutkowało nałożeniem kary

¹ Dalej: Spółka lub Tauron PE.

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

³ Tauron Wytwarzanie SA, Tauron Ciepło sp. z o.o. oraz Tauron Dystrybucja SA. Tauron Polska Energia SA jest spółką dominującą w Grupie Kapitałowej Tauron. Dalej: Grupa Tauron.

⁴ 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.

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 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.

⁶ Dalej: ZW Nowa.

⁷ Dalej: Tauron Ciepło.

finansowej przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska⁸ w Katowicach. Spółka Tauron Ciepło przeprowadziła niezbędne działania inwestycyjne w celu wyeliminowania przyczyn przekroczeń. Mimo podjęcia działań naprawczych, w 2014 r. – po włączeniu ZW Nowa do spółki TAMEH Holding sp. z o.o. (w której Grupa Tauron posiada 50% udziałów) – WIOŚ w Katowicach stwierdził kolejne przekroczenie dopuszczalnej wielkości emisji pyłu w tej instalacji.

Spółki Grupy Tauron wypełniły wszystkie obowiązki związane z uczestnictwem w systemie EU ETS. Jednocześnie podjęto realizację zadań inwestycyjnych zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla⁹, zarówno w ramach Krajowego Planu Inwestycyjnego¹⁰, jak i wynikających ze strategicznych celów działania spółek Grupy Tauron.

NIK zwraca uwagę, że pomimo realizacji takich inwestycji, w okresie objętym kontrolą wskaźniki emisji CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu spadły tylko w tych instalacjach, w których realizowano zadania modernizacyjne w ramach KPI.

Realizacja obowiązków wynikających z postanowień PEK w spółkach Grupy Tauron była jednym z czynników, które spowodowały wzrost kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej z poziomu [...] w 2008 r. do kwoty [...] na koniec III kw. 2015 r. Wpłynęło to na mniejszą konkurencyjność kluczowych obszarów działalności Grupy Tauron: wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaży węgla kamiennego. W celu zmniejszenia negatywnego wpływu kosztów emisji gazów na wynik finansowy, w Grupie Tauron centralnie zarządzano zakupem oraz sprzedażą uprawnień do emisji, powołując w tym celu grupę instalacji.

NIK zauważa wysoki poziom niepewności w prowadzeniu działalności w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ze względu na zmienność czynników wynikających z wymogów PEK (cena uprawnień do emisji, zmiany w systemie handlu uprawnieniami itp.). Przy licznych ryzykach prowadzenie działalności i sprostanie wszelkim wymogom ochrony środowiska wymaga, zdaniem NIK, elastycznej strategii działania, z uwzględnieniem kosztów niezbędnych przy dostosowaniu do wymogów formalnoprawnych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Wykonanie obowiązków wynikających z postanowień PEK

1.1. Instalacje wprowadzające emisje do powietrza objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji.

Opis stanu
faktycznego

W okresie objętym kontrolą Grupa Tauron posiadała osiemnaście instalacji wprowadzających emisje do powietrza, które objęte były systemem EU ETS. Osiem

⁸ Dalej: WIOŚ.

⁹ Dalej: CO₂.

¹⁰ Dalej: KPI.

¹¹ 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 [...].

z tych instalacji było prowadzonych przez Tauron Wytwarzanie SA¹², dziewięć – przez Tauron Ciepło, a jedna – przez Tauron Dystrybucja SA¹³. Wszystkie instalacje zaliczono do rodzaju działalności określonej w załączniku do *ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*¹⁴ jako „instalacje spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW”.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2015 r. w poszczególnych spółkach działały następujące instalacje:

Tauron Wytwarzanie

Elektrownia Blachownia¹⁵ - obejmująca sześć kotłów parowych opalanych gazem koksowniczym o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 565,5 MW_t¹⁶. Moc elektryczna elektrowni wynosiła 165 MW_e¹⁷.

Elektrownia Halemba¹⁸ - zawodowa elektrownia ciepła wyposażona pierwotnie (do 2009 r.) w cztery bloki o łącznej mocy elektrycznej 200 MW_e, a po wyłączeniu dwóch bloków, w związku oddaniem do eksploatacji bloku o mocy elektrycznej 460 MW_e w Elektrowni Łagisza, eksploatowano dwa bloki o łącznej mocy elektrycznej 100 MW_e i mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 347,8 MW_t. Elektrownię wyłączono z eksploatacji ze względu na stan techniczny decyzją Marszałka Województwa Śląskiego nr 1069/OS/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r.

Elektrownia Jaworzno III Elektrownia II¹⁹ - elektrownia zawodowa produkująca energię elektryczną i ciepło w oparciu o proces energetycznego spalania mieszaniny węgla kamiennego i biomasy w dwóch kotłach fluidyzacyjnych o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 197,8 MW_t każdy oraz kotła parowego z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 152,6 MW_t opalanego biomasą. Kotły pracowały w układzie blokowym z turbinami ciepłowniczo-kondensacyjnymi o łącznej mocy elektrycznej (brutto) 199 MW_e.

Elektrownia Jaworzno III Elektrownia III²⁰ - zawodowa elektrownia ciepła. Podstawowym paliwem wykorzystywanym w instalacji był węgiel kamienny. W elektrowni eksploatowanych było sześć kotłów pyłowych o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 3 360 MW_t. Wytwarzanie energii elektrycznej odbywało się przy zastosowaniu pięciu turbin o łącznej mocy 1 345 MW_e.

Elektrownia Łaziska²¹ - konwencjonalna elektrownia kondensacyjna pracująca w układzie blokowym, z zamkniętym obiegiem chłodzenia, wyposażonym w sześć chłodni kominowych. Proces energetycznego spalania węgla kamiennego odbywał się w sześciu kotłach o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2 920 MW_t, a łączna moc elektryczna sześciu bloków (brutto) wynosiła 1 115 MW_e.

¹² Dawniej Południowy Koncern Energetyczny SA. Dalej: Tauron Wytwarzanie.

¹³ Dawniej Enion Grupa Tauron SA. Dalej: Tauron Dystrybucja.

¹⁴ Dz. U. Nr 122, poz. 695 ze zm. Dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

¹⁵ Dalej: EL Blachownia.

¹⁶ MW_t – megawat mocy cieplnej.

¹⁷ MW_e – megawat mocy elektrycznej.

¹⁸ Dalej: EL Halemba.

¹⁹ Dalej: EL Jaworzno II.

²⁰ Dalej: EL Jaworzno III.

²¹ Dalej: EL Łaziska.

Elektrownia Łagisza²² - zawodowa elektrownia kondensacyjna wyposażona w człon ciepłowniczy. W produkcji energii wykorzystywano proces energetycznego spalania węgla kamiennego. W elektrowni eksploatowano sześć kotłów (pięć pyłowych i jeden fluidalny) o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2 682 MW_t. Wytwarzanie energii elektrycznej odbywało się przy zastosowaniu czterech turbin, a łączna moc elektryczna wynosiła 1 060 MW_e.

Elektrownia Siersza²³ - zawodowa elektrownia systemowa, z zamkniętym obiegiem chłodzenia, w której pierwotnie (do 2009 r.), eksploatowano, w oparciu o spalanie węgla kamiennego, sześć bloków energetycznych. Łączna moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 1 888,8 MW_t, a łączna moc elektryczna (brutto) 813 MW_e. W 2009 r. z eksploatacji został wyłączony blok nr 4 o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 305 MW_t i mocy elektrycznej 120 MW_e.

Elektrownia Stalowa Wola²⁴ - producent energii elektrycznej i ciepła w oparciu o spalanie paliw (węgla kamiennego oraz biomasy) w dwóch źródłach emisji: Elektrowni II o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 469,7 MW_t oraz Elektrowni III o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 669,2 MW_t.

(dowód: akta kontroli str. 5696-6645)

Tauron Ciepło

Zakład Wytwarzania Tychy²⁵ – producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji w oparciu o spalanie węgla kamiennego, biomasy i oleju opałowego lekkiego. Łączna nominalna moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 492 MW_t, a moc elektryczna 40 MW_e.

Zakład Wytwarzania Katowice²⁶ – wytwórca energii elektrycznej oraz cieplnej wykorzystujący jako paliwo podstawowe węgiel kamienny. Łączna nominalna moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 695,6 MW_t, a moc elektryczna 141 MW_e.

Zakład Wytwarzania Bielsko Biała EC1²⁷ (tzw. stara instalacja) – głównym przedmiotem działalności było wytwarzanie energii elektrycznej oraz cieplnej w skojarzeniu przy wykorzystaniu jako paliwo podstawowe węgla kamiennego. Moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 490,4 MW_t, a moc elektryczna 81,2 MW_e. Instalacja zakończyła działalność w październiku 2013 r.

Zakład Wytwarzania Bielsko Biała EC1 (blok ciepłowniczy BC50)²⁸ – instalacja do produkcji energii elektrycznej oraz cieplnej w skojarzeniu. Proces produkcji energii był prowadzony w oparciu o spalanie węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz oleju opałowego lekkiego z wykorzystaniem zamkniętego obiegu wody chłodzącej. Łączna moc cieplna wprowadzona w paliwie wyniosła 256,7 MW_t, a moc elektryczna 58,2 MW_e. Instalacja została wybudowana na terenie EL Bielsko Biała EC1 w całości ją zastępując.

Zakład Wytwarzania Bielsko Biała EC2²⁹ - instalacja do produkcji energii elektrycznej oraz cieplnej w skojarzeniu. Proces produkcji energii odbywał się

²² Dalej: EL Łagisza

²³ Dalej: EL Siersza.

²⁴ Dalej: EL Stalowa Wola.

²⁵ Dalej: EL Tychy.

²⁶ Dalej: EL Katowice.

²⁷ Dalej: EL Bielsko Biała EC1

²⁸ Dalej: EL Bielsko Biała BC50

²⁹ Dalej: EL Bielsko Biała EC2

w oparciu o spalanie węgla kamiennego oraz oleju opałowego ciężkiego z wykorzystaniem zamkniętego obiegu wody chłodzącej. Moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 261 MW_t, a moc elektryczna 55 MW_e.

ZW Nowa – instalacja energetycznego spalania paliw służąca do wytwarzania nośników energii (dmuchu wielkopieczowego, sprężonego powietrza, energii elektrycznej, pary, ciepła w wodzie oraz odgazowanej i podgrzanej wody zdemineralizowanej i zmiękczonej), w szczególności do urządzeń technologicznych huty stali ArcelorMittal Poland SA Oddział w Dąbrowie Górniczej. Łączna moc cieplna wprowadzona w paliwie wynosiła 1 373 MW_t, a mocy elektrycznej 150 MW_e.

Zakład Wytwarzania Kamienna Góra³⁰ – instalacja składała się z trzech kotłów parowych opalanych miałem węglowym o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 27,74 MW_t, produkujących ciepło na cele centralnego ogrzewania i podgrzewania ciepłej wody użytkowej.

Centralna Ciepłownia w Olkusz³¹ - instalacja wytwarzająca ciepło o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 98,81 MW_t, składająca się z czterech kotłów opalanych węglem kamiennym.

Centralna Ciepłownia w Zawierciu³² - instalacja produkująca ciepło, składająca się z trzech kotłów opalanych węglem kamiennym o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 87,21 MW_t.

(dowód: akta kontroli str. 6646-7302)

Tauron Dystrybucja

Tauron Dystrybucja Oddział w Częstochowie posiadał zezwolenie na uczestnictwo w systemie EU ETS dla instalacji wytwarzania ciepła w Ciepłowni Zawodzie w Częstochowie. Eksploatacja instalacji została zakończona w 2007 r. W dniu 29 czerwca 2007r.³³ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki³⁴ cofnął z dniem 1 lipca 2007 r. koncesję na wytwarzanie ciepła dla Enion SA (spółka ta prowadziła wówczas tę instalację) ze względu na trwałe zaprzestanie działalności gospodarczej w powyższym zakresie. Zgodnie z art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji³⁵ w przypadku likwidacji instalacji objętej systemem, gdy jej produkcja nie jest przenoszona do innej instalacji, przyznane dla likwidowanej instalacji uprawnienia do emisji ulegają umorzeniu z dniem zaprzestania produkcji, a prowadzący likwidowaną instalację w ciągu 3 miesięcy od dnia zaprzestania w niej produkcji dokonuje rozliczenia z przyznaných uprawnień. W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji³⁶ instalacji przyznano na lata 2008-2012 łącznie 8 245 bezpłatnych uprawnień. Oddział za każdy rok w latach 2008-2011 sporządzał, wymagane prawem, roczne raporty z emisji CO₂ (wielkość emisji wykazana w raportach wynosiła 0) i wraz z ich weryfikacją do końca marca roku następującego, po roku objętym raportem, dostarczał je do Krajowego

³⁰ Dalej: EC Kamienna Góra.

³¹ Dalej: EC Olkusz.

³² Dalej: EC Zawiercie.

³³ Decyzja znak: OŚR-I.6227.10.1012.

³⁴ Dalej: Prezes URE.

³⁵ Dz. U. Nr 281, poz. 2784 ze zm. Dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami*.

³⁶ Dz. U. Nr 202, poz. 1248 ze zm. Dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU*.

Administradora Systemu Handlu Uprawnieniami/Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami³⁷. Zgodnie z art. 49 ust. 1 *ustawy z 2011r. o systemie handlu uprawnieniami* organ właściwy do wydania zezwolenia stwierdza jego wygaśnięcie m.in. w przypadku gdy wielkość emisji określona w raporcie rocznym z emisji CO₂ w poprzednim roku okresu rozliczeniowego wyniosła 0. Prezydent Miasta Częstochowy decyzją z dnia 8 maja 2012 r. (po otrzymaniu od KOBiZE informacji o wykazaniu zerowej emisji CO₂ za 2011 r. z instalacji prowadzonej przez Tauron Dystrybucja) wygasił zezwolenie.

Uprawnienia za 2012 r. (w liczbie 1 649) zgodnie z pismem KOBiZE znak KO-6001-339-066850/12/Med, zostały zwrócone na rachunek EU-100-5003219-0-42, a pozostałe uprawnienia (w liczbie 6 596) zostały sprzedane Tauron PE (za kwotę 121,2 tys. zł).

(dowód: akta kontroli str. 50, 8635-8636, 8859-8976)

Wszystkie instalacje posiadały pozwolenia zintegrowane na użytkowanie, w których ustalono warunki wprowadzania gazów cieplarnianych do powietrza oraz maksymalne wielkości dla emisji przemysłowych (dwutlenku siarki³⁸, tlenków azotu³⁹, pyłu i innych substancji), a także zezwolenia na handel uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, których integralną częścią były plany monitorowania emisji. Nie wystąpiły przypadki cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia z powodów, o których mowa w art. 194-196 *ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawa ochrony środowiska*⁴⁰.

W latach 2008-2014 wielkość emisji rzeczywistej SO₂, NO_x i pyłów z 17 instalacji prowadzonych przez spółki Grupy Tauron nie przekroczyła dopuszczalnego limitu.

W latach 2011-2012 nastąpiło przekroczenie dopuszczalnej emisji pyłu do powietrza z instalacji ZW Nowa. Dopuszczalna emisja pyłu została określona na poziomie 415,4 Mg/rok, a emisja rzeczywista wyniosła: 698,0 Mg w 2011 r. i 925,0 Mg w 2012 r.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁴¹ przyczyną tego przekroczenia wielkości emisji pyłu było prowadzenie produkcji w kotłach gazowo-węglowych, podczas gdy pozwolenie zintegrowane (po zmianach) określało limity emisji uwzględniające eksploatację kotła OPG-430, przystosowanego do spalania gazu wielkopieczowego i gazu koksowniczego. Ze względu na brak możliwości eksploatacji kotła OPG-430, produkcja mediów była prowadzona kotłami gazowo-węglowymi, co spowodowało przekroczenie emisji pyłu.

W wyniku kontroli przeprowadzonej przez WIOŚ w Katowicach została nałożona kara za przekroczenie dopuszczalnej emisji pyłu w łącznej wysokości 2 955,2 tys. zł. Tauron Ciepło występował do WIOŚ o odroczenie terminu płatności kary. Po przeprowadzeniu działań inwestycyjnych związanych z: modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 4, przystosowaniem kotła OPG-430 do spalania wyłącznie paliw gazowych oraz modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 2 na łączną kwotę

³⁷ Dalej: KASHUE lub KOBiZE.

³⁸ Dalej: SO₂.

³⁹ Dalej: NO_x.

⁴⁰ Dz.U. z 2013 r. poz. 1232 ze zm.

⁴¹ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r. Wyjaśnienia zostały podpisane przez Dyrektora Departamentu Regulacji i Funduszy Zewnętrznych Spółki, upoważnionej przez Zarząd Spółki pismem nr 81/IV/2015 z dnia 13 października 2015 r. do działania w imię Zarządu Spółki w zakresie składania wszelkich oświadczeń woli, wyjaśnień i dokumentów na żądanie NIK w toku przedmiotowej kontroli.

4 610,0 tys. zł (tj. kwotę przewyższającą orzeczoną karę) ZW Nowa otrzymała decyzje orzekające zmniejszenie kary do wysokości poniesionych nakładów modernizacyjnych – nakłady modernizacyjne były wyższe niż wartość nałożonej kary, w związku z czym nie było konieczności uiszczenia kary.

Mimo podjęcia działań naprawczych, w 2014 r., po włączeniu ZW Nowa do spółki TAMEH Holding sp. z o.o., w której Grupa Tauron posiada 50% udziałów, nastąpiło kolejne przekroczenie wielkości emisji pyłu z tej instalacji. Emisja rzeczywista wyniosła 393,7 Mg, przy dopuszczalnej 331,6 Mg. Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁴², na dzień 30 września 2015 r. nie została wydana decyzja orzekająca karę finansową w tym przypadku. Zarząd Spółki w trakcie kontroli nie wyjaśnił przyczyn kolejnego przekroczenia dopuszczalnej wielkości emisji pyłu w tej instalacji.

(dowód: akta kontroli str. 13-59, 140-165, 4467-4848)

W okresie objętym kontrolą wystąpiły trzy przypadki, w których instalacja objęta systemem EU ETS przestała spełniać przesłanki objęcia nim, określone w art. 49 ust. 1 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami. Prowadzący instalację wykonali wszystkie obowiązki wynikające z art. 49 ust. 2 i 4 powyższej ustawy tj.:

- w dniu 16 czerwca 2014 r.⁴³ nastąpiło wygaszenie zezwolenia dla EL Bielsko Biała EC1, która w październiku 2013 r. zakończyła pracę i została trwale wyłączona z eksploatacji (Urząd Dozoru Technicznego w dniu 16 października 2013 r. dokonał wykreślenia urządzeń wytwórczych z ewidencji); prowadzący instalację rozliczył uprawnienia do emisji CO₂ za 2013 r. poprzez ich umorzenie w dniu 16 kwietnia 2014 r. w ilości 115 685, co odpowiadało emisji zweryfikowanej za 2013 r.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁴⁴, zgodnie z art. 7 *Decyzji Komisji Nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego*⁴⁵ EL Bielsko Biała EC1 złożyła raport o danych bazowych potrzebnych do wdrożenia Krajowych Środków Wykonawczych⁴⁶ i zgodnie z zasadami przyznawania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ otrzymała przydział na lata 2013-2020. EL Bielsko Biała EC1 złożyła sprawozdanie o zaprzestaniu działalności oraz wymagany w takich przypadkach formularz. W związku z powyższym 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 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁴⁷ w tabeli 2 – przydział dla EL Bielsko Biała EC1 za 2014 r. został skorygowany do zera.

- W kwietniu 2012 r. EL Halemba zaprzestała działalności i została trwale wyłączona z eksploatacji. Decyzją Prezesa URE z dnia 30 listopada 2012 r. nastąpiło jej wykreślenie z posiadanej przez Tauron Wytwarzanie koncesji

⁴² Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁴³ Decyzja z dnia 12 czerwca 2014 r. znak: OS-PH.7225.29.2014; OS-PH.KW-456/14).

⁴⁴ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

⁴⁵ Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str. 1. Dalej: *decyzja KE z 2011 r. w sprawie przydziału bezpłatnych uprawnień na mocy art. 10c dyrektywy EU ETS*.

⁴⁶ Dalej: KŚW.

⁴⁷ Dz. U. poz. 439 ze zm. Dalej *rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną*.

na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej. Wnioskiem z dnia 4 lutego 2013 r. spółka zwróciła się do Marszałka Województwa Śląskiego o wygaszenie zezwolenia, co nastąpiło w dniu 11 lutego 2013 r.⁴⁸.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁴⁹ EL Halemba uzyskała bezpłatny przydział uprawnień CO₂ na lata 2008-2012 zgodnie z *rozporządzeniem z 2008 r. w sprawie KPRU*. Rozliczenie uprawnień za 2012 r. nastąpiło zgodnie z *ustawą z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* w ramach spółki Tauron Wytwarzanie. W związku z wygaszeniem zezwolenia z dnia 11 lutego 2013 r. EL Halemba nie otrzymała bezpłatnych uprawnień na 2013 r. oraz następne lata.

- W dniu 5 stycznia 2015 r. nastąpiło wygaszenie zezwolenia dla EC Kamienna Góra⁵⁰, która od 30 grudnia 2014 r. przestała spełniać przesłanki uczestnictwa w systemie EU ETS (ze względu na zbyt małą moc cieplną nominalną, tj. poniżej 20 MW); w październiku 2014 r. przeprowadzono badania wydajnościowe dwóch kotłów (w związku z ich przebudową) i stwierdzono, że nominalna moc cieplna tych kotłów wynosiła 2,8 MW_t oraz 2,82 MW_t (moc cieplna kotła WR 15 wynosiła 17,86 MW_t); zgodnie z załącznikiem B do *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, w obliczeniu nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o mocy cieplnej poniżej 3 MW; EC Kamienna Góra przestała więc spełniać określony w ustawie wymóg ponad 20 MW minimalnej mocy cieplnej dla instalacji uczestniczących w systemie EU ETS.

(dowód: akta kontroli str. 99-100, 144-165, 7303-7315, 7316-7370)

W latach 2008-2014 w spółkach Grupy Tauron wystąpiły trzy przypadki zbycia tytułu prawnego do instalacji objętej systemem EU ETS.

W dniu 8 lipca 2014 r. Tauron PE utworzył spółki: TAMEH Holding Sp. z o.o. oraz TAMEH Polska Sp. z o.o. w celu realizacji wspólnego projektu Grupy Tauron i Grupy ArcelorMittal w zakresie energetyki przemysłowej. W dniu 26 listopada 2014 r. została podjęta uchwała o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki TAMEH Polska Sp. z o.o. Udziały w podwyższonym kapitale zostały objęte przez Tauron PE (96,89%) i pokryte aportem w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstw: EL Blachownia oraz ZW Nowa. Pozostała część udziałów objęta została przez spółki Grupy ArcelorMittal i pokryta aportem w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa ArcelorMittal Poland SA – Elektrociepłownia Kraków.

W dniach 2 stycznia 2013 r. oraz 2 stycznia 2014 r. nastąpił podział spółki Tauron Wytwarzanie, który polegał na przeniesieniu zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci oddziału EC Katowice oraz EC Bielsko Biała EC1 i EC Bielsko Biała Północ EC2 do Tauron Ciepło (w trybie art. 529 §1 pkt 4 *ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych*⁵¹). W związku z wydzieleniem części majątku z Tauron Wytwarzanie utracił on prawo do rozporządzania uprawnieniami planowanymi do uzyskania, zgodnie z art.10a i 10c *dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE*⁵².

⁴⁸ Decyzja Marszałka Województwa Śląskiego znak: 414/OS/2013 z dnia 11 lutego 2013 r.

⁴⁹ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

⁵⁰ Decyzja znak: OŚ.6226.2.2014. z dnia 29 grudnia 2015 r.

⁵¹ Dz. U. z 2013 r. poz. 1030 ze zm. Dalej: *Ksh*

⁵² Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str. 32 ze zm. Dalej: *dyrektywa EU ETS*

(dowód: akta kontroli str. 67-134, 5996-6645, 7316-7370)

W okresie objętym kontrolą spółki Grupy Tauron nabywając tytuły prawne do instalacji objętych EU ETS, przejmowały również prawa i obowiązki wynikające z wydanych zezwoleń oraz przyznane dla tych instalacji uprawnienia do emisji. Nabycia zostały zgłoszone, zgodnie z art. 47 ust. 2 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* (lub art. 38 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami*).

Postanowieniem z dnia 31 sierpnia 2011 r. Sąd Rejonowy Katowice – Wschód VIII Wydział Gospodarczy KRS dokonał wpisu do rejestru przedsiębiorców KRS połączenia spółek Południowy Koncern Energetyczny SA w Katowicach oraz Elektrowni Stalowa Wola SA w Stalowej Woli, przy czym Południowy Koncern Energetyczny SA w Katowicach był spółką przejmującą. Od 1 września 2011 r. nazwa Spółki brzmi Tauron Wytwarzanie z siedzibą w Katowicach, zaś jej Oddział w Stalowej Woli posługuje się nazwą Tauron Wytwarzanie – Oddział Elektrownia Stalowa Wola w Stalowej Woli.

(dowód: akta kontroli str. 99)

Południowy Koncern Energetyczny SA (poprzednik prawny spółki Tauron Wytwarzanie), w związku z oddaniem w dniu 25 czerwca 2009 r. do eksploatacji nowego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW_e (zmiana w instalacji), co skutkowało wzrostem emisji CO₂, wystąpił z wnioskiem do Marszałka Województwa Śląskiego o wydanie zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS dla PKE SA EL Łagisza i dodatkowe przyznanie uprawnień do emisji CO₂ z krajowej rezerwy. Postanowieniem z dnia 14 kwietnia 2010 r. KASHUE pozytywnie zaopiniował przyznanie dla instalacji EL Łagisza uprawnień do emisji z krajowej rezerwy na lata 2010-2012 w łącznej liczbie 6 653 652 uprawnień. Decyzją z dnia 27 kwietnia 2010 r. Marszałek Województwa Śląskiego wydał dla EL Łagisza zezwolenie na uczestnictwo w systemie EU ETS, w którym uwzględniono przydział uprawnień z krajowej rezerwy w liczbie zgodnej z określoną w opinii KASHUE.

(dowód: akta kontroli str. 140-165, 7346-7412)

W związku z oddaniem do użytkowania instalacji EL Bielsko Biała BC50 Tauron Ciepło złożył w dniu 18 sierpnia 2013 r. do Ministerstwa Środowiska wniosek o przydział uprawnień do emisji CO₂ z rezerwy unijnej, na podstawie art. 17 *decyzji Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*⁵³. Przybliżona szacowana liczba bezpłatnych uprawnień na okres 2013-2020 wynosiła 262 001⁵⁴. W *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzających energię elektryczną* instalacji EL Bielsko Biała BC50 przyznano na lata 2013-2020 łącznie 262 091 bezpłatnych uprawnień (w tym na lata 2013-2014 - 65 100).

(dowód: akta kontroli str. 7316-7370)

Spółki Grupy Tauron występowały o wydanie zezwolenia w trybie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Dla instalacji prowadzonych przez Tauron Wytwarzanie wystąpiono o takie zezwolenie w związku z inwestycjami

⁵³ Dz. Urz. UE L 130 z 17.05.2011, str. 1 ze zm.

⁵⁴ Por. kwestionariusz „K” załączony do korekty wniosku jw. z dnia 26 listopada 2014 r. (znak: WO/TJ/987/14).

dotyczącymi instalacji spalania paliw w EL Blachownia (blok gazowo-parowy⁵⁵ 850 MW_e), EL Stalowa Wola (BGP 450 MW_e), EL Jaworzno III Elektrownia II (blok 910 MW_e) i EL Bielsko Biała EC1 (BC50 - zakwalifikowany do KPI). Dla instalacji prowadzonych przez Tauron Ciepło wystąpiono o takie zezwolenie w związku z realizacją instalacji spalania paliw w EL Tychy (blok BC-50) i EL Katowice (BGP 135 MW_e). Zezwolenia zostały udzielone indywidualnie dla wskazanych jednostek. Uzyskanie przez te instalacje zezwolenia w terminie do 30 czerwca 2011 r. dawało im status instalacji istniejących, a tym samym mogły one w przyszłości uzyskać bezpłatne przydziały CO₂ na produkcję energii elektrycznej.

Protokół przekazania do eksploatacji bloku BC50 w EL Bielsko-Biała EC1 został podpisany w dniu 28 czerwca 2013 r. Pozwolenie na użytkowanie bloku Tauron Wytwarzanie uzyskał w dniu 12 sierpnia 2013 r. a pozwolenie zintegrowane w dniu 6 września 2013 r.

Wnioskiem z dnia 22 lipca 2013 r. Tauron Wytwarzanie wystąpił o zmianę decyzji Marszałka Województwa Śląskiego⁵⁶ udzielającego, na podstawie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu emisjami*, zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych z instalacji spalania paliw – bloku ciepłowniczego BC50, w zakresie dot. m.in. planu monitorowania wielkości emisji CO₂. Decyzją z 30 lipca 2013 r.⁵⁷ Marszałek Województwa Śląskiego zatwierdził zmiany w planie monitorowania.

W przypadku pozostałych instalacji, dla których uzyskano zezwolenie w trybie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, do dnia zakończenia czynności kontrolnych, tj. do 16 grudnia 2015 r., nie zakończono procesu inwestycyjnego.

(dowód: akta kontroli str. 67-134, 9503 – 9559)

1.3 Realizacja obowiązków związanych z przekazywaniem informacji niezbędnych dla opracowania KPRU, Krajowych Środków Wykonawczych⁵⁸ oraz KPI

Spółki Grupy Tauron prowadzące instalacje objęte systemem EU ETS w drugim okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012) terminowo i zgodnie z obowiązującymi przepisami wywiązywały się z obowiązków w zakresie przekazywania informacji niezbędnych do opracowania KPRU, KŚW i KPI.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁵⁹ po wejściu w życie *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* Ministerstwo Środowiska⁶⁰ na stronie internetowej opublikowało nowy projekt rozdziału uprawnień na okres 2008-2012, opierając się na art. 15 ust. 4 oraz art. 95 powyższej ustawy. Propozycja zmiany polegała na korekcie uprawnień przydzielonych na 2012 r.

Tauron Wytwarzanie skierował do MŚ pismo z dnia 21 listopada 2011 r., w którym zwróciła uwagę na fakt, że zgodnie z art. 10 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* istnieje swoboda w przenoszeniu uprawnień pomiędzy instalacjami

⁵⁵ Dalej: BGP.

⁵⁶ Nr 1944/OS/2011 z dnia 30 czerwca 2011 r.

⁵⁷ Nr 1688/OS/2013.

⁵⁸ Dalej: KŚW.

⁵⁹ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r. Wyjaśnienia zostały podpisane przez Dyrektora Departamentu Regulacji i Funduszy Zewnętrznych Spółki, upoważnionej przez Zarząd Spółki pismem nr 81/IV/2015 z dnia 13 października 2015 r. do działania w imię Zarządu Spółki w zakresie składania wszelkich oświadczeń woli, wyjaśnień i dokumentów na żądanie NIK w toku przedmiotowej kontroli.

⁶⁰ Dalej: MŚ.

stanowiącymi własność jednego podmiotu. Spółka wskazała, że w swoich założeniach projekt rozporządzenia Rady Ministrów zmieniający rozporządzenie w sprawie przyjęcia KPRU na lata 2008-2012 analizuje każdą instalację osobno, co burzy strategię Spółki w zakresie efektywnego zarządzania produkcją i uprawnieniami do emisji CO₂.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁶¹ Spółka nie otrzymała odpowiedzi z MŚ na powyższe pismo.

(dowód: akta kontroli str. 270-481, 7413-8215)

W dniu 12 sierpnia 2010 r. PKE SA (Zamawiający) zawarł ze Stowarzyszeniem Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie⁶² (Wykonawca) umowę na wykonanie w terminie do 30 kwietnia 2012 r. *Opracowania analiz i projektów dokumentów związanych z uzyskaniem przydziałów nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂, za łączną kwotę [...].* Bezpośrednim wykonawcą przedmiotu umowy miało być Konsorcjum w składzie: Ernst&Young Business Advisory Sp. z o.o., CMS Cameron McKenna Dariusz Greszta Spółka Komandytowa, Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej i Primum Polska Sp. z o.o. Aneks nr 2 z dnia 7 czerwca 2011 r. zmieniono wartość umowy na kwotę [...], a aneksem nr 3 z dnia 8 sierpnia 2012 r. rozszerzono zakres przedmiotu umowy o wykonanie *Propozycji zmian w polskich regulacjach usprawniających procesy przygotowawcze w dużych blokach energetycznych.* Zwiększono również wynagrodzenie dla Wykonawcy do [...]. W §4 umowy postanowiono, że z chwilą odbioru prac Zamawiający staje się współwłaścicielem w udziale 20% autorskich praw majątkowych, wartości pracy powstałej w wyniku realizacji umowy. Z tytułu realizacji przedmiotu umowy PKE SA poniósł koszty w wysokości [...], tj. zgodne z zapisami umowy.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁶³, w związku z możliwością uzyskania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji wytwarzających energię elektryczną (na podstawie art. 10c dyrektywy EU ETS) w TGPE został zgłoszony wniosek w sprawie ogłoszenia przetargu i wyboru firmy do opracowania analiz i projektów dokumentów związanych z uzyskaniem przydziału nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013-2020. Dokumenty opracowane przez firmę doradcą miały stanowić bazę dla Ministerstwa Gospodarki⁶⁴. Poszczególne etapy prac były prezentowane przez Konsorcjum i opiniowane przez Komisję powołaną dla tego celu przez TGPE. Jednym z członków Komisji był przedstawiciel Spółki. Końcowym dokumentem pracy był wniosek o przejściowy przydział uprawnień na modernizację wytwarzania energii elektrycznej zgodnie z art. 10c dyrektywy EU ETS. Dokument ten zawierał m.in. wykaz instalacji wytwarzających energię elektryczną przygotowany zgodnie z wymaganiami Komisji Europejskiej⁶⁵.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁶⁶, dokument ten został wykorzystany przez administrację centralną.

(dowód: akta kontroli str. 150-153, 502-504, 540-1022)

⁶¹ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁶² Dalej: TGPE.

⁶³ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

⁶⁴ Dalej: MG.

⁶⁵ Dalej: KE.

⁶⁶ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

Do KPI zakwalifikowano dwadzieścia trzy zadania inwestycyjne zgłoszone przez spółki Grupy Tauron⁶⁷. Zadania obejmowały modernizację istniejących instalacji lub budowę nowych jednostek spalania paliw.

(dowód: akta kontroli str. 1100-1105, 9023-9033)

Pięć zgłoszonych przez spółki Grupy Tauron zadań inwestycyjnych nie zostało, decyzją KE z dnia 13 lipca 2012 r.⁶⁸, zakwalifikowanych do KPI. Do zadań tych należała: budowa bloku gazowo-parowego o mocy 850 MW_e w EL Blachownia, budowa nowego BGP 135_e MW w EL Katowice, budowa nowego bloku ciepłowniczego BC50 Tychy2 w EL Tychy, budowa nowego bloku 910 MW_e (na węgiel kamienny) w Elektrowni Jaworzno III oraz budowa BGP o mocy ok. 450 MW_e w Stalowej Woli⁶⁹. Wszystkie zadania zostały wymienione w załączniku III do decyzji KE, tj. znalazły się wśród zadań, dla których władze polskie nie były w stanie przedstawić dowodów potwierdzających, że zgłoszone inwestycje wykraczają poza początkowy plan inwestycyjny, przyczyniając się do modernizacji instalacji. Jak wynikało z decyzji KE nie można było ustalić, że inwestycje wymienione w załączniku III różniły się od inwestycji związanych z samą budową instalacji rozpoczętą przed dniem 31 grudnia 2008 r. oraz że wnosily wartość dodaną, jeśli chodzi o modernizację wytwarzania energii elektrycznej. Sam fakt, że inwestycja dotycząca instalacji, dla której proces inwestycyjny faktycznie rozpoczęto przed dniem 31 grudnia 2008 r. dostarcza nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej, nie był wystarczający, by spełnić wymóg modernizacji.

Na spotkaniu w MG w dniu 2 sierpnia 2012 r. przedstawiciele Tauron PE poinformowali, że w związku z wykreśleniem z KPI zadań inwestycyjnych dotyczących budowy nowych bloków, nakłady na pozostałe zadania, uwzględnione w KPI, nie będą wystarczające do rozliczenia bezpłatnych uprawnień. Wskazano, że od 2014 r. spółki Grupy Tauron nie będą w stanie wykazać się nakładami inwestycyjnymi w celu zbilansowania z wartością bezpłatnych uprawnień. Przedstawiciele Tauron PE mieli rozważyć możliwość włączenia dodatkowych zadań inwestycyjnych do KPI, związanych z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej, a także możliwość wykreślenia niektórych instalacji z listy instalacji, w których fizycznie rozpoczęto proces inwestycyjny i którym Decyzją KE przyznano bezpłatne uprawnienia. Zabieg taki miał stworzyć potencjalną szansę na powrót nakładów inwestycyjnych poniesionych na te instalacje na listę KPI. Instalacjom powyższym nie miały przysługiwać bezpłatne uprawnienia, ale nakłady poniesione na ich budowę miały posłużyć do rozliczenia bezpłatnych uprawnień przyznanych pozostałym instalacjom w grupie.

W odpowiedzi na pismo MG⁷⁰ Tauron PE przesłał w dniu 11 października 2012 r. listę zweryfikowanych instalacji, których proces inwestycyjny faktycznie rozpoczęto do końca 31 grudnia 2008 r. Na liście znalazły się: EL Blachownia (BPG 850 MW_e), EL Jaworzno III Elektrownia II (blok 910 MW_e), EC Tychy (blok 55 MW_e), EC Katowice (BGP 135 MW_e) i EC Stalowa Wola (BGP 422 MW_e). Ponadto Tauron PE wniósł o możliwość zmian poszczególnych pozycji bądź zmiany zakresu ilościowego i wartościowego pozycji zakwalifikowanych do KPI (w związku z wyłączeniem z KPI

⁶⁷ Trzy zadania inwestycyjne: *Budowa nowego bloku - gaz ziemny* (Nr KPI: PL-\$-175 oraz PL-\$-176) dotyczące elektrowni Opalenie oraz *Ograniczenie strat transformatorów* (PL-\$-177) przypisane Vattenfall Poland. W związku ze sprzedażą części aktywów Vattenfall Poland Tauron PE zmienił się operator Elektrowni Opalenie (z Vattenfall Poland na Tauron PE).

⁶⁸ C(2012) 4609.

⁶⁹ Inwestycja była realizowana przez powołaną przez EL SW do tego celu spółkę celową (zarejestrowaną w KRS w lutym 2010 r.). Do tej spółki celowej w listopadzie przystąpiła, jako akcjonariusz, PGNiG Energia SA z siedzibą w Warszawie.

⁷⁰ Znak: DE-VI-4083-38/13/12 z dnia 9 października 2012 r.

większości proponowanych instalacji), a także możliwość przedłożenia propozycji inwestycji (w szczególności w obszarze dystrybucji), które mogłyby wypełnić lukę pomiędzy zapotrzebowanymi bezpłatnymi uprawnieniami do emisji CO₂ a wynikającymi z KPI. Pozostawienie KPI w niezmienionym kształcie, zdaniem Tauron PE, powodowało konieczność zakupu dodatkowych uprawnień do emisji i w konsekwencji przeniesienie kosztu na ceny energii dla odbiorców końcowych.

(dowód: akta kontroli str. 9560 - 9577)

Nowym instalacjom powstałym w wyniku realizacji zadań, nieuwzględnionych w KPI, w rozporządzeniu 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 emisji⁷¹, przyznano łącznie 11 820 485 bezpłatnych uprawnień (w tym na lata 2013-2014 przyznano tylko uprawnienia dla EL Stalowa Wola w liczbie 131 234 – na 2014 r.).

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁷² decyzja KE była arbitralna i zasadniczo nie można było wpłynąć na jej wynik po złożeniu wniosku. Wszystkie uzgodnienia w zakresie wniosku o przejściowy przydział uprawnień na modernizację wytwarzania energii elektrycznej zgodnie z art. 10c dyrektywy EU ETS prowadzone były przez MG. Zdaniem Zarządu Spółki, odrzucenie przez KE zadań inwestycyjnych zgłaszanych do KPI przełożyło się bezpośrednio na zwiększone zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji w spółkach Grupy Tauron. Mając na uwadze zwiększone zapotrzebowanie na uprawnienia oraz aktualną sytuację na rynku uprawnień do emisji Tauron PE opracowuje i wdraża strategie handlowe mające na celu minimalizację ryzyka wystąpienia ewentualnego niedoboru uprawnień w Grupie oraz ograniczenie kosztów zabezpieczenia Grupy.

(dowód: akta kontroli str. 107-108, 156)

Analiza realizowanych zadań inwestycyjnych zgłoszonych do KPI została opisana w pkt. 2 niniejszego wystąpienia.

1.4 Realizacja obowiązków w zakresie planu monitorowania wielkości emisji.

Spółki Grupy Tauron prowadzące instalacje objęte systemem EU ETS opracowały plany monitorowania emisji. Plany te były integralną częścią zezwoleń na uczestnictwo w systemie EU ETS, wydawanych w formie decyzji właściwych organów⁷³.

Plany były dostosowywane do zmieniających się warunków eksploatacji instalacji i przepisów prawa.

(dowód: akta kontroli str. 1647-1790, 2192-4466)

Analizą realizacji planu monitorowania przez prowadzących instalację w Grupie Tauron objęto instalację Jaworzno III – Elektrownia III, powodującą największą emisję CO₂ w 2014 r.⁷⁴

W okresie objętym kontrolą TAURON Wytwarzanie wypełnił obowiązek opracowania planu monitorowania wynikający z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji

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

⁷² Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁷³ Marszałków Województw.

⁷⁴ 3 950 789 Mg, stanowiących 21,8% rzeczywistej emisji ze wszystkich instalacji Spółki w 2014 r.

objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji⁷⁵, a także art. 56 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami.

W zezwoleniu wydanym przez Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 19 grudnia 2012 r.⁷⁶ na podstawie art. 41 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami, określono sposób (metodyka oparta na obliczeniach) oraz warunki monitorowania emisji gazów cieplarnianych (CO₂). Monitorowanie obejmowało emisję powstałą w wyniku spalania każdego rodzaju paliwa w instalacji (węgiel kamienny, muł i miał, olej opałowy oraz biomasa), a także z procesów mających na celu usuwanie SO₂ ze spalin. Emisję CO₂ obliczano jako iloczyn energii chemicznej (każdego wykorzystanego paliwa), wskaźnika emisji i współczynnika utleniania. Ilość zużytego paliwa (węgla i oleju opałowego, biomasy) obliczano przy użyciu metody bilansu masy (różnica między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającego w zapasie w przyjętych okresach). Wartość opałowa, współczynnik utleniania i wskaźnik emisji dla węgla wyznaczano w oparciu o analizy akredytowanego laboratorium. Dla oleju opałowego współczynnik emisji przyjęto podany przez KOBiZE, a jako wartość współczynnika utleniania przyjęto 1.

Przeprowadzone w powyższym zakresie zewnętrzne kontrole oraz raport weryfikatora (w ramach rocznego raportu na temat wielkości emisji CO₂) wskazywały, że monitorowanie przebiegało zgodnie z metodyką. Zgłoszone uwagi dotyczyły zapewnienia nadzoru nad układami pomiarowymi m.in. poprzez regularne wzorcowanie, regulację i kontrolę stosowanych układów pomiarowych⁷⁷.

(dowód: akta kontroli str. 2020-2086, 9578 – 9608)

1.5 Informacje sprawozdawcze, rozliczenia uprawnień do emisji

Zgodnie z art. 57 ust 3 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami spółki Grupy Tauron prowadzące instalacje objęte systemem EU ETS sporządzały raporty roczne o wielkości emisji i terminowo przekazywały je do KOBiZE. Raporty były weryfikowane przez uprawnionych weryfikatorów⁷⁸, którzy nie wnosili uwag w zakresie wielkości raportowanej emisji. Także KOBiZE nie wnosił uwag do przedstawianych raportów.

Spółki Grupy Tauron w okresie objętym kontrolą wywiązały się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji. Do dnia 30 kwietnia roku następującego po danym roku obrachunkowym, umorzono uprawnienia w ilości odpowiadającej rzeczywistej emisji CO₂. Rzeczywista emisja CO₂ w latach 2008-2012 wyniosła 111 934 250 Mg, a w latach 2013-2014 – 40 074 507 Mg.

(dowód: akta kontroli str. 4467-4848)

Ustalono
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

⁷⁵ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej: rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji.

⁷⁶ Decyzja Nr 3526/OS/2012 orzekająca udzielenia TAURON Wytwarzanie zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW zlokalizowanej w Oddziale Elektrownia III w Jaworznie – Elektrownia III

⁷⁷ Wypełniony został w ten sposób obowiązek określony w art. 59 Rozporządzenia Komisji (EU) Nr 601/2012 z dnia 23 kwietnia 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych (Dz.Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30. ze zm.)

⁷⁸ Z listy publikowanej przez KOBiZE

1. Mimo podejmowanych działań w ZW Nowa, związanych z modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 4, przystosowaniem kotła OPG-430 do spalania wyłącznie paliw gazowych oraz modernizacją elektrofiltru kotła OPG-230 nr 2, na łączną kwotę 4 610,0 tys. zł nie udało się dostosować emisji pyłów z tej instalacji do limitów określonych w pozwoleniu zintegrowanym. W latach 2011-2012 limit ten został przekroczony odpowiednio o: 272,6 Mg i 509,6 Mg (tj. o 65,6% i 121,7%). Po podjęciu działań naprawczych, rzeczywista emisja pyłu została znacznie ograniczona (w 2014 r. wyniosła 331,6 Mg przy emisji 698,0 Mg w 2011 r. i 925,0 Mg w 2012 r.) jednak również przekroczony został (o 62,1 Mg, tj. o 18,7%) limit określony w pozwoleniu zintegrowanym.
2. W terminie do 1 października 2007 r. nie umorzono uprawnień przyznanych dla instalacji Ciepłownia Zawodzie w Częstochowie, w związku z zaprzestaniem z dniem 1 lipca 2007 r. działalności w tej instalacji. Nie wykonano tym samym obowiązku wynikającego z art. 32 ust. 1 i 2 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami, który w przypadku likwidacji instalacji objętej systemem EU ETS zobowiązuje prowadzącego instalację do rozliczenia przyznanych uprawnień (które ulegają umorzeniu z dniem zaprzestania produkcji) w ciągu trzech miesięcy od dnia zaprzestania produkcji w instalacji. Prezes URE cofnął z dniem 1 lipca 2007 r. koncesję na wytwarzanie ciepła dla Ciepłowni Zawodzie ze względu na trwałe zaprzestanie działalności gospodarczej, w związku z czym prowadzący instalację zobowiązany był w terminie do 1 października 2007 r. umorzyć uprawnienia przyznane dla tej instalacji. Umorzenie uprawnień nastąpiło dopiero w wyniku otrzymanego od KOBIZE. pisma z dnia 18 kwietnia 2012 r. Przyznane bezpłatne uprawnienia w liczbie 6 596 zostały sprzedane za kwotę [...], a umorzone zostały uprawnienia przyznane jedynie na 2012 r. (w liczbie 1 649).

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.

2.1. Kierunki działań przyjęte w strategiach Grupy Tauron

Opis stanu
faktycznego

Strategia działania spółek Grupy Tauron w latach 2008-2015 zawarta była w trzech dokumentach: *Strategii Korporacyjnej dla Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA na lata 2008-2012 z perspektywą do 2020 r.*⁷⁹, *Strategii Korporacyjnej Grupy TAURON na lata 2011-2015 z perspektywą do roku 2020*⁸⁰ oraz *Strategii Korporacyjnej Grupy Tauron na lata 2014-2017 z perspektywą do roku 2023*⁸¹. Do głównych celów strategicznych dla Obszaru Wytwarzania na lata 2008-2012 zaliczono budowę nowych mocy, poprawę efektywności operacyjnej i integrację aktywów wytwórczych, obniżenie obciążeń związanych z emisją zanieczyszczeń poprzez aktywne zarządzanie emisjami przy wzroście produkcji energii oraz

⁷⁹ Przyjętej uchwałą Zarządu TAURON Polska Energia SA nr 659/II/2008 z dnia 21 października 2008 r.

⁸⁰ Przyjętej uchwałą Zarządu TAURON Polska Energia SA nr 139/II/2011 r. Aktualizacja dokumentu *Strategia Korporacyjna dla Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia SA na lata 2008-2012 z perspektywą do 2020 r.*

⁸¹ Z czerwca 20

promowanie i rozwój czystych technologii wytwórczych. Do końca 2012 r. planowano realizację projektów o łącznej mocy zainstalowanej [...]. W zaktualizowanej strategii na lata 2011-2015 zaplanowano budowę mocy wytwórczych w technologii węglowej, gazowej oraz spalania i współspalania biomasy, inwestycje w moce energetyki jądrowej, inwestycje w redukcję zanieczyszczeń obecnych mocy oraz promowanie i rozwój czystych technologii wytwórczych. Do końca 2020 r. miały zostać zrealizowane i uruchomione nowe zadania o łącznej mocy [...]. W strategii na lata 2014-2017 w Obszarze Wytwarzania planowano zrealizować do końca 2023 r. inwestycje o wartości około [...]. W strategii zaznaczono, że z uwagi na trwające zmiany regulacji prawnych, utrudniające jednoznaczne określenie i wybór najbardziej efektywnych projektów, dopuszczono wprowadzenie zmian w obszarze planowanej struktury portfela wytwórczego, aby ograniczyć ryzyko związane z niestabilnością prawa, w szczególności w zakresie wsparcia OZE oraz prowadzonej polityki dekarbonizacji.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁸² uwzględnianie zadań inwestycyjnych w planach nie oznacza ich realizacji. Każda decyzja o rozpoczęciu inwestycji poprzedzona jest szczegółowymi analizami pod względem funkcjonalno-użytkowym, efektów rzeczowych oraz pod względem ekonomicznym (studia wykonalności, analizy opłacalności), a przed uruchomieniem szacowane są możliwości sfinansowania inwestycji.

(dowód: akta kontroli str. 140-165, 207-269)

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

Opis stanu
faktycznego

W latach 2008-2015 spółki Grupy Tauron zaplanowały i prowadziły zadania inwestycyjne i modernizacyjne, które miały na celu relatywną do poziomu produkcji redukcję gazów cieplarnianych oraz emisji gazów przemysłowych i pyłów wprowadzanych do powietrza.

2.2.1 Zadania zgłoszone i realizowane w ramach Krajowego Planu Inwestycyjnego.

Do KPI zostały zakwalifikowane 23 zadania inwestycyjne (w tym 20 zgłoszonych przez spółki Grupy Tauron i trzy zadania zgłoszone przez Vattenfall Poland). Trzy zadania: „Instalacja do podawania biomasy” (Nr KPI: PL-\$-0132), „Zabudowa niskoemisyjnych palników na pył biomasowy kocioł OP-150 K11” (PL-\$-0112) i „Zabudowa niskoemisyjnych palników na pył biomasowy kocioł OP-380 K13” (PL \$ 0113) zostały wycofane z realizacji, a realizacja trzech zadań: „Budowa nowego bloku – gaz ziemny” (PL-\$-175 i PL-\$-176) i „Nowy blok węglowy o mocy 460 MW_e” została wstrzymana. Realizowano 17 zadań⁸³, na które zaplanowano wydatkowanie kwoty [...]. Na dzień 30 czerwca 2015 r. 14 zadań zostało zakończonych. Łącznie spółki Grupy Tauron wydatkowały do 30 czerwca 2015 r. kwotę [...], tj. 49,5% środków planowanych na ten cel. Kwota kosztów kwalifikowanych do zbilansowania z wartością przyznanych uprawnień do emisji CO₂ wyniosła [...] (86% wydatkowanych środków).

⁸² Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

⁸³ Realizacja zadania: „Budowa turbogeneratorskiego upustowo-kondensacyjnego o mocy 50 MW” (KPI: PL-\$-0129) zostało w dniu 10 grudnia 2014 r. przekazane do TAMECH Sp. z o.o.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁸⁴ jako wielkość planowaną wykazano wartość zadania w KPI. Realizacja przedmiotowych inwestycji w momencie składania wniosków była na etapie planowania, w związku z tym wykazane wartości były jedynie prognozą. Na późniejszym etapie zostały one doprecyzowane, a następnie zweryfikowane poprzez realizację postępowań przetargowych mających na celu wyłonienie wykonawców. Wykonanie budżetu wynika z realizacji umów obejmujących poszczególne elementy zakresów zadań.

Łączna liczba przyznanych w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ możliwych do zbilansowania z wartością poniesionych nakładów inwestycyjnych na realizację zadań uwzględnionych w KPI przez spółki Grupy Tauron wyniosła 68 454 307 uprawnień. Na lata 2013-2014 zgodnie z *rozporządzeniem*, przewidziano do wydania dla spółek Grupy Tauron 31 701 701 bezpłatnych uprawnień. Wydano 18 122 966 bezpłatnych uprawnień, tj. 49,4% przewidzianych do wydania uprawnień w tym okresie. Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁸⁵ pula uprawnień stanowiła nadwyżkę uprawnień do wykorzystania w kolejnych okresach rozliczeniowych - ze względu na zmianę harmonogramów finansowo-rzeczowych realizowanych zadań (przesunięciu terminów realizacji zadań ujętych w KPI do 2019 r.).

Ponadto jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁸⁶, dwa zadania realizowane w ramach KPI dotyczyły inwestycji w OZE. Poniesione wydatki z tytułu ich realizacji wyniosły na koniec czerwca 2015 r. kwotę [...]. Liczba uprawnień do emisji zbilansowana wartością poniesionych nakładów inwestycyjnych – 2 450 338 – nie może zostać wykorzystana do czasu przekroczenia przez Polskę 15% krajowego celu ogólnego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto.

(dowód: akta kontroli str. 140 -165, 9023-9033)

Do szczegółowej analizy wybrano pięć zadań o największych planowanych nakładach inwestycyjnych⁸⁷. Wszystkie wytypowane zadania realizowane były przez Tauron Wytwarzanie. W sprawozdaniach rzeczowo-finansowych za trzy okresy rozliczeniowe, tj.: od 1 lipca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. oraz od 1 lipca 2014 do 30 czerwca 2015 r., raportowano poniesienie nakładów i wykazywano wartość poniesionych kosztów kwalifikowanych. Sprawozdania zostały zweryfikowane przez biegłego rewidenta, który wyraził pozytywną opinię. Źródłem finansowania poniesionych nakładów inwestycyjnych były środki własne. Wydatki ponoszone były na podstawie zawartych umów zgodnie z przyjętymi harmonogramami.

(dowód: akta kontroli str. 1106-1147)

Budowa Bloku Gazowo-Parowego klasy 413 MW_e w Elektrowni Łagisza (nr zadania w KPI: PL-\$-0136)

W dniu 31 sierpnia 2015 r. zostało przesłane do pięciu podmiotów zaproszenie do złożenia ofert wstępnych w postępowaniu o udzielenie zamówienia, prowadzonego w trybie negocjacji z ogłoszeniem, na budowę BGP 413 MW_e z pionem ciepłowniczym o mocy 250 MW_t. Termin składania ofert określono na 30 listopada 2015 r. W dniu 13 lipca 2015 r. pomiędzy Tauron Wytwarzanie a Polskimi

⁸⁴ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁸⁵ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁸⁶ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

⁸⁷ Zawansowanie prac wytypowanych zadań inwestycyjnych według stanu na dzień 31 października 2015 r.

Inwestycjami Rozwojowymi podpisana została umowa inwestycyjna, a w dniu 17 lipca 2015 r. zawieszono spółkę celową Łagisza Grupa Tauron Sp. z o.o., utworzoną do realizacji inwestycji. Zadaniem tej spółki jest finansowanie i realizacja procesu inwestycyjnego oraz eksploatacja bloku.. Finansowanie miało zostać zapewnione przez Grupę Tauron w kwocie 445 mln zł oraz Fundusze Inwestycji Infrastrukturalnych zarządzane przez PIR w formie długoterminowego instrumentu kapitałowego w wysokości 750 mln zł. Przekazanie bloku do eksploatacji zaplanowano na czerwiec 2019 r. Nakłady inwestycyjne zaplanowano w wysokości [...]. Według stanu na 30 czerwca 2015 r. na realizację zadania inwestycyjnego wydatkowano [...] Wysokość poniesionych kosztów inwestycyjnych w cenach z 2010 r. (kwalifikowanych do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji) wyniosła 7 447,5 tys. zł (1 861,9tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* dla instalacji prowadzonych przez spółki grupy Tauron w liczbie 67 104 w 2013 r. i w liczbie 64 700 w latach 2014-2015. Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła 13,72 euro.

(dowód: akta kontroli str. 1458-1527, 8296-8321)

Budowa Bloku ciepłowniczego 50 MW_e w EC Bielsko-Biała - EC1 (PL-\$-0134)

Przedsięwzięcie obejmowało budowę nowego bloku ciepłowniczego o mocy cieplnej 106 MW_t i mocy elektrycznej 50 MW_e, dla którego podstawowym paliwem miał być węgiel kamienny.

Tryb wyboru wykonawców był indywidualnie określany dla każdego zamówienia, dotyczącego poszczególnego elementu zakresu rzeczowego zadania. Wykonawcy wybierani byli przede wszystkim w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego, zarówno w oparciu o przepisy *ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych*⁸⁸, jak i wewnętrzne regulacje. Zadanie zostało zakończone w 2013 r. Koszty realizacji zadania według sprawozdań rzeczowo-finansowych z realizacji inwestycji wyniosły 566 000,0 tys. zł (92,5% planu) i obejmowały wydatki poniesione na: przygotowanie projektu - 10 000,0 tys. zł (100% planu), urządzenia i prace budowlane bloku - 386 000,0 tys. zł (90% planu), budowę układu pozablokowego - 114 000,0 tys. zł (96% planu), koszty finansowe 45 000,0 tys., zł (90% planu) oraz pozostałe koszty -11 000,0 tys. zł (88% planu). Wysokość poniesionych kosztów inwestycyjnych w cenach z 2010 r. (kwalifikowanych do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji) wyniosła 554 951,0 tys. zł (138 737,0tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* w liczbie 9 386 866(w latach 2008-2013) Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła 8,93 euro).

(dowód: akta kontroli str. 140-165, 1034-1068)

Modernizacja bloku nr 9 (PL-\$-0121), modernizacja bloku nr 10 (PL-\$-0122) i modernizacja bloku nr 11 (PL-\$-0123) w Elektrowni Łagisza

⁸⁸ Dz. U. z 2015 r., poz. 2164. Dalej: *Pzp*

Zadania nr: PL-\$-0122, PL-\$-0123 i PL-\$-0121 stanowiły elementy projektu strategicznego *Budowa instalacji odazotowania spalin i modernizacja bloków 200 MW w Elektrowni Łaziska*. Projekt zakładał modernizację czterech bloków⁸⁹ typu 200 MW poprzez budowę instalacji odazotowania spalin oraz modernizację bloków mającą na celu zwiększenie efektywności wytwarzania, poprzez zwiększenie sprawności, zmniejszenie zużycia energii, zwiększenie niezawodności produkcji oraz trwałości elementów bloków.

Zadanie zakwalifikowane do KPI obejmowało realizację modernizacji bloków z wyłączeniem budowy instalacji odazotowania spalin. W skład zadań zaplanowanych do realizacji na każdym modernizowanym bloku wchodziły zadania ściśle związane z układem technologicznym danego bloku. Realizacja zadań wymagała postępu danego bloku, a także wspólnych układów i instalacji pozablokowych. Realizację modernizacji urządzeń blokowych, wymagającą postępu jednostek wytwórczych, przebiegały zgodnie z przyjętym harmonogramem.

W dniu 22 września 2010 r. Rada Nadzorcza wyraziła zgodę na nabycie aktywów trwałych o wartości [...] – modernizacja części wysokoprężnej turbin bloków nr 10 i 11, a w dniu 26 sierpnia 2011 r. Walne Zgromadzenie wyraziło zgodę na nabycie aktywów trwałych o wartości [...] – modernizacja bloków nr 9, 10 i 11.

Tryb wyboru wykonawców określany był indywidualnie dla każdego zamówienia, dotyczącego poszczególnego elementu zakresu rzeczowego zadania. Przede wszystkim wykonawcy wybierani w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego, zarówno w oparciu o przepisy *Pzp*, jak i wewnętrzne procedury w tym zakresie. W nielicznych przypadkach występowania przesłanek warunkujących możliwość realizacji zamówienia przez jednego wykonawcę, udzielono zamówień w trybie negocjacji z jednym wykonawcą.

Na dzień 31 października 2015 r. stopień zaawansowania realizacji wszystkich trzech zadań wyniósł 98,5% planu. Wydatkowano łącznie [...], z tego kwota 530 tys. zł stanowiła koszty niekwalifikowane (tzw. krajowe środki pomocowe). [...]. Wysokość poniesionych kosztów inwestycyjnych w cenach z 2010 r. (kwalifikowanych do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji) wyniosła 210 795,0 tys. zł (52 698,0 tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* w liczbie 1 405 245 (w -2013 r.) w liczbie 2 736 932 w latach 2014-2015). Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła (29,08. euro).

(dowód: akta kontroli str. 1155-1393, 8296-8321)

Zgodnie z art. 136 ust. 1 *ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁹⁰ Tauron PE wystąpił do Ministerstwa Środowiska z 16 wnioskami o zatwierdzenie wskaźników zgodności dla zadań inwestycyjnych ujętych w KPI realizowanych w ramach GK Tauron.

Wskaźniki zgodności dla poszczególnych zadań inwestycyjnych zostały ustalone zgodnie z załącznikiem nr 2 do *ustawy z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

⁸⁹ nr 9, 10, 11 i 12.

⁹⁰ Dz. U. z 2015 r., poz. 1223 ze zm. Dalej: *ustawa z 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

Szczegółowej analizie poddano wybór wskaźników zgodności dla następujących zadań inwestycyjnych:

- zadanie nr PL-\$-0136 Budowa BGP klasy 413 MW_e w Elektrowni Łagisza,
- zadanie nr PL-\$-0134 Budowa bloku ciepłowniczego 50 MW_e w EC Bielsko-Biała - EC1
- zadanie: nr PL-\$-0121 Modernizacja bloku nr 9, nr PL-\$-0122 Modernizacja bloku nr 10 i nr PL-\$-0123 Modernizacja bloku nr 11 w Elektrowni Łaziska.

Dla zadania PL-\$-136 określono wskaźnik zgodności dla zadań inwestycyjnych związanych z budową nowych instalacji wytwarzających energię elektryczną. Dla rodzaju paliwa (gazu ziemnego systemowego) przed rozpoczęciem realizacji zadania 0, po zakończeniu 100%. Dla mocy osiągalnej przed rozpoczęciem zadania 0, po zakończeniu [...]. Dla emisyjności przed rozpoczęciem realizacji 0, po zakończeniu [...]. Określone wskaźniki (oprócz paliwa podstawowego) miały charakter deklaracyjny. Ostateczna moc bloku oraz wskaźniki emisyjności miały wynikać z fizycznie dostępnych na rynku i oferowanych przez producentów poszczególnych elementów bloków gazowo-parowych (turbina gazowa, turbina parowa, kocioł odzyskowy) w okresie składania ofert ostatecznych na realizację bloku. Moc elektryczna osiągalna została zadeklarowana zgodnie z danymi zawartymi w Studium Wykonalności. Emisyjność została obliczona na podstawie założeń zawartych w *Projekcji Długoterminowej Tauron Wytwarzanie (wersja wstępna) na lata 2016-2025* a obliczenia zostały przeprowadzone dla produkcji energii elektrycznej jednostek w kogeneracji zgodnie z załącznikiem 2A do *decyzji Komisji Europejskiej z dnia 29.03.2011 w sprawie metodologii przejściowego przydziału instalacjom wytwarzającym energię elektryczną bezpłatnych uprawnień do emisji na mocy art. 10c 3 dyrektywy 2013/87/WE*⁹¹

Dla zadania PL-\$-0134 określono wskaźnik zgodności dla zadań inwestycyjnych związanych z budową nowych instalacji wytwarzających energię elektryczną. Dla rodzaju paliwa (węgiel kamienny) przed rozpoczęciem realizacji zadania 0, po zakończeniu 100%. Dla mocy osiągalnej przed rozpoczęciem realizacji zadania 0, po zakończeniu [...]. Dla emisyjności przed rozpoczęciem realizacji zadania 0, po zakończeniu [...]. Wskaźnik dla mocy osiągalnej ustalono w oparciu o pomiar bezpośredni wykonany przez firmę PBiAE Energotherm Sp. z o.o. w kwietniu 2015 r. Obliczenie wartości wskaźnika emisyjności zostało oparte na danych z okresu 12 miesięcy od zakończenia inwestycji pozyskanych z systemu finansowego, sprawozdań kogeneracyjnych oraz raportów z emisji CO₂. Emisyjność została obliczona zgodnie z załącznikiem 2A do *decyzji KE z 2011 r. w sprawie metodologii*.

Dla zadań: PL-\$-0121, PL-\$-0122 i PL-\$-0123 określono wskaźnik zgodności dla zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją istniejących instalacji wytwarzających energię elektryczną w tym związanych z modernizacją pojedynczych urządzeń lub wymianą tych urządzeń – redukcja emisyjności (dla paliwa – węgla kamiennego) [...]. Redukcję emisji wyznaczono na podstawie: wyników pomiarów cieplnych bloków przeprowadzonych przed oraz po modernizacji w zakresie wskaźnika jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto; danych produkcyjnych za okres pełnych dwunastu miesięcy po zakończeniu zadania; informacji dotyczących rzeczywistego

⁹¹ Decyzja Komisji K (2011) 1983 wersja ostateczna z 29 marca 2011 r. (decyzja niepublikowana) Dalej: *decyzja KE z 2011 w sprawie metodologii*

reżimu obciążeń bloku w okresie pełnego roku przed modernizacją i informacji w zakresie minimum technicznego bloku (zawartej w załączniku do umowy przesyłowej).

Do dnia zakończenia czynności kontrolnych dla żadnego z 16 zadań wskaźniki zgodności nie zostały zatwierdzone przez Ministra Środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 140-165, 1034-1068, 1394-1457, 8296-8321)

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

W okresie objętym kontrolą, poza zadaniami zakwalifikowanymi do KPI, w zakresie ograniczenia emisji CO₂ do powietrza spółki Grupy Tauron realizowały m.in. następujące zadania (ujęte w planach inwestycyjnych spółek):

Tauron Wytwarzanie

1. Budowa nowego bloku energetycznego o mocy 910 MW_e na parametry nadkrytyczne na terenie EL Jaworzno III – w kwietniu 2014 r. podpisano kontrakt główny na budowę bloku z Konsorcjum RAFAKO SA i Mostostal Warszawa SA. Na dzień 30 czerwca 2015 r. trwało przygotowanie projektów wykonawczych posadowienia budynku głównego i chłodni kominowej. Realizowane były wykopy oraz prace ziemne i wzmacniające teren pod fundamenty budynku głównego i chłodni kominowej. Inwestycje planowano zrealizować do końca 2019 r.
2. Budowa bloku gazowo-parowego 449 MW_e wraz z członem ciepłowniczym o mocy 240 MW_t w Stalowej Woli (inwestycja realizowana przez spółkę celową z udziałem partnera strategicznego PGNiG SA) – generalnym wykonawcą jest Abener Energia SA. Na dzień 30 czerwca 2015 r. zakończono montaż części ciśnieniowej kotła odzysknicowego⁹² oraz montaż mechaniczny turbin gazowej i parowej. Rozpoczęto proces prób i testów układów technologicznych bloków. Zakończenie inwestycji zaplanowano na 2016 r.
3. Budowa kotła o mocy cieplnej 152 MW_t opalanego wyłącznie biomasą na terenie EL Jaworzno III. Zadanie zostało zrealizowane w 2014 r.

W wyniku realizacji projektu nr 3 w okresie 1 stycznia 2013 r. – 31 sierpnia 2015 r. wielkość emisji uniknionej wyniosła 875 tys. Mg. Dla projektu nr 1, po jego zakończeniu, zakładanym efektem będzie obniżenie wskaźnika emisyjności (kg/MWh) o [...]. Wielkość łącznych planowanych nakładów na wymienione zadania – [...]. Wielkość poniesionych dotychczas nakładów wyniosła ok [...].

Zadanie nr 1 jest finansowane ze środków własnych, zadanie nr 2 ze środków własnych (26%) i środków obcych (74%), dla zadania nr 3 uzyskano pożyczkę z WFOŚ w wysokości 40 000,0 tys. zł oraz dotację POliS w wysokości 39 982,3 tys. zł, pozostałą kwotę stanowią środki własne.

Tauron Ciepło

Budowa nowych mocy wytwórczych w kogeneracji na poziomie 50 MW_e i 86 MW_t w ZW Tychy – generalnym wykonawcą jest Elektrobudowa SA. Na 30 czerwca 2015 r. trwały prace budowlane i wykonawcze zgodnie z przedłożonym przez wykonawcę harmonogramem. Zakończono montaż konstrukcji stalowej kotła oraz

⁹² Wytwarzanie pary odzyskującej ciepło.

montaż walczaka kotła. Przeprowadzono próbę wodną kotła. Posadowiono generator. Zamontowano turbinę oraz transformatory (blokowy i odczepowy). Zakończenie inwestycji zaplanowano na 2016 r.

Pozostałe zadania realizowane przez TAURON Ciepło, tj.: budowa kotłów szczytowych w ZW Katowice, budowa dwóch kotłów WR-12 w EC Zawiercie, modernizacja instalacji odpylania kotła WR-25 i budowa kotła WR-12 w EC Olkusz oraz modernizacja części gazowej kotła OPG 430 nr 6 w ZW Nowa Dąbrowa Górnicza miały na celu przede wszystkim dotrzymanie standardów *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona)*⁹³ - *dyrektywa IED*, a uniknięta emisja CO₂ związana była z oszczędnościami energii w wyniku realizacji tych projektów.

Tauron Dystrybucja:

Realizacja przez Tauron Dystrybucja za łączną kwotę 98 mln zł (w tym 36,5 mln stanowiło dofinansowanie ze środków UE) projektów: *Wymiana transformatorów SN/nN*, *Wymiana transformatorów WN/SN* i *Wymiana transformatorów w TAURON Dystrybucja celem ograniczenia strat sieciowych* spowodowała uniknięcie emisji CO₂, w związku z oszczędnościami energii, w ilości 48,8 tys. Mg/rok.

(dowód: akta kontroli str. 140-165, 1100-1105)

2.2.3 Zarządzanie emisjami – prawami do emisji gazów cieplarnianych

Za lata 2008-2009 spółki Grupy Tauron samodzielnie dokonywały umorzeń uprawnień do emisji w terminie przewidzianym w *ustawie z 2004 r. o handlu uprawnieniami*. Za lata 2010-2012 umorzenia dokonywane były przez powołanego na mocy zawartych *Umów Ramowych o powołanie Grupy Instalacji, wyznaczenie zarządcy oraz wspólne rozliczanie uprawnień do emisji CO₂* zarządcę (którym został Tauron PE). Od 2013 r. świadczenie usługi zarządzania portfelem uprawnień odbywa się na mocy zawartych umów ze spółkami: Tauron Wytwarzanie oraz Tauron Ciepło.

Jak wynika z wyjaśnień Zarząd Tauron PE⁹⁴, w celu zintegrowania w ramach Grupy Tauron m.in. zarządzania handlem uprawnieniami do emisji CO₂, stanowiącego realizację *Strategii Korporacyjnej dla Grupy Kapitałowej Tauron Polska Energia SA na lata 2008 – 2012 z perspektywą do 2020 r.*, Uchwałą Nr 241/III/2009 z dnia 6 października 2009 r. Zarząd Spółki wyraził zgodę na:

- rozpoczęcie działań związanych z utworzeniem przez spółki: PKE SA, Elektrownia Stalowa Wola SA, Elektrociepłownia Tychy SA, Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej SA, Grupy instalacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ dla wspólnego rozliczania uprawnień przyznanych prowadzonym przez te spółki instalacjom,
- zawarcie umowy ramowej o powołanie Grupy instalacji, wyznaczenie zarządcy oraz wspólne rozliczanie uprawnień do emisji CO₂; zgodnie z umową Tauron PE miał pełnić funkcję zarządcy Grupy instalacji.

⁹³ Dz.Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17 ze zm.

⁹⁴ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

Minister Środowiska w postanowieniu z dnia 18 listopada 2010 r. pozytywnie zaopiniował wniosek o utworzenie Grupy instalacji oraz przekazał go wraz ze stanowiskiem KE (*Decyzja Komisji (K(2010)6464 wersja ostateczna)* z dnia 4 października 2010 r. w sprawie wniosku o pozwolenie na tworzenie wspólnej puli uprawnień przedłożonego przez Polskę zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady) do Wojewody Śląskiego.

Wojewoda Śląski decyzją IF /VI/66192/1/10 z dnia 21 grudnia 2010 r.:

- orzekł o utworzeniu Grupy instalacji energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w ramach Grupy Tauron, a także powołaniu Tauron PE na zarządcę Grupy instalacji,
- określił prowadzących instalacje wchodzące w skład Grupy instalacji,
- wskazał okres działania Grupy instalacji do 31 grudnia 2012 r. z możliwością rozliczenia instalacji do 30 kwietnia 2013 r.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Tauron PE⁹⁵, utworzenie grupy instalacji poprzedzone było przeprowadzeniem szeregu analiz, wspartych również przez opracowania doradców zewnętrznych. Przeprowadzono analizę SWOT powołania Grupy instalacji zgodnie z dyrektywą EU ETS i polskim prawodawstwem. Analiza i ocena czynników sprzyjających i utrudniających funkcjonowanie grupy wykazała przewagę mocnych stron wewnątrz grupy oraz wskazała na szanse płynące z otoczenia. Zasięgając opinii stosownych urzędów skarbowych, zredukowano wszelkie ryzyka podatkowe.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Tauron PE główne korzyści wynikające z powołania grupy instalacji to:

- spójna i przejrzysta polityka zarządzania uprawnieniami do emisji w całej Grupie Tauron,
- znajomość potrzeb emisyjnych Grupy (bilans uprawnień) i zmian tych potrzeb,
- zapewnienie poprzez Tauron PE jako zarządcę dostępu do rynków uprawnień, w tym do giełd i platform aukcyjnych,
- efektywne zarządzanie uprawnieniami, w tym tworzenie portfeli uprawnień i zarządzanie ryzykiem,
- wydajność wykorzystywanych środków (koszty udziału w giełdach i platformach ponosi tylko Tauron PE);
- racjonalizacja struktury organizacyjnej (uniknięcie dublowania się funkcji w Grupie),
- możliwość dysponowania zasobami finansowymi Grupy (cash pooling),
- wdrożone procedury działania – transparentność działań Grupy jako całości.

(dowód: akta kontroli str. 67-134)

W kontrolowanym okresie miały miejsce transakcje polegające na sprzedaży części uprawnień i kupnie takiej samej liczby tańszych jednostek CER⁹⁶ lub ERU⁹⁷. Łącznie

⁹⁵ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

⁹⁶ Certified Emission Reduction – jednostka zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych, poświadczająca jednostkami redukcji emisji CO₂ przyznawanymi zgodnie z zasadami Protokołu z Kioto redukcję emisji; jednostki CER od 2005 r. mogą być użyte przez instalacje działające w ramach systemu EU ETS.

⁹⁷ Emission Reduction Unit – jednostka zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych, czyli uprawnienia, które zostaną wygenerowane w projekcie Wspólnych Wdrożeń (*Joint Implementation*) wyrażona w ekwiwalencie emisji CO₂; jedno ERU jest równe zredukowaniu jednej tony ekwiwalentu CO₂.

w latach 2009-2015 (I poł.) sprzedano 82 078 210 jednostek EUA (za kwotę [...]) i zakupiono 87 451 710 jednostek ERU/CER (za kwotę [...]). Zgodnie z art. 11a dyrektywy *EU ETS* liczba jednostek poświadczonej redukcji emisji (CER) i/lub jednostek redukcji emisji (ERU), którą prowadzący instalacje mogą wykorzystać do rozliczenia emisji CO₂ w latach 2008 – 2020 wynosi 11% przydziału uprawnień na lata 2008 – 2012, dla każdej instalacji.

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁹⁸ w II Okresie rozliczeniowym (2008 – 2012), działając w oparciu o *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU*, a mając na uwadze niepewność towarzyszącą możliwości wykorzystania tych jednostek (zwłaszcza ERU) począwszy od 2013 r. wymieniono możliwy do rozliczenia wolumen uprawnień, stanowiący 10% przydziału uprawnień dla każdej instalacji.

[akta kontroli str. 3940-3946, 3976 i 3987]

Spółkom grupy Tauron na lata 2008-2012 na podstawie *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie KPRU* przyznano łącznie dla 17 instalacji 112 284 993 bezpłatnych uprawnień. Rzeczywista emisja CO₂ w tych latach wyniosła 111 934 250 Mg. Nadwyżka przyznanых bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji wyniosła 350 743 uprawnień.

Na lata 2013-2014 instalacjom prowadzonym przez spółki Grupy Tauron na podstawie *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną* oraz *rozporządzenia z 2014 w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* przyznano łącznie 27 106 022 bezpłatnych uprawnień, natomiast wydano 20 428 462 bezpłatnych uprawnień. Różnica pomiędzy przyznanymi a wydanymi uprawnieniami wyniosła 6 677 560 i wynikała przede wszystkim z niższych kosztów inwestycyjnych poniesionych przez spółki GK Tauron możliwych do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień przydzieloną w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*. W konsekwencji spółki GK Tauron nie dysponowały poniesionymi kosztami inwestycyjnymi na zbilansowanie 6 529 378 bezpłatnych uprawnień. Ponadto zmniejszenie zdolności produkcyjnych instalacji: EL Bielsko Biała EC1 (likwidacja instalacji) i EL Blachownia skutkowało niewydaniem 148 182 bezpłatnych uprawnień w ramach *rozporządzenia z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną*. Rzeczywista emisja CO₂ w latach 2013-2014 wyniosła 40 074 507 Mg. Niedobór przyznanых bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji dla posiadanych przez spółki Grupy Tauron instalacji wyniósł 19 658 291 uprawnień.

(dowód: akta kontroli str. 13-59, 8635-8636)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Mimo realizacji zadań inwestycyjnych zgłoszonych do KPI oraz poniesionych kosztów na ich realizację spółki Grupy Tauron nie wykazywały takich kosztów kwalifikowanych, aby zbilansować nimi wszystkie bezpłatne uprawnienia przyznane w *rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną*. W lata 2013-2014 spółkom tym nie przyznano łącznie 6 529 378 uprawnień. Ponieważ na dzień 30 czerwca 2015 r. zakończono realizację 14

⁹⁸ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

z zaplanowanych 17 zadań, NIK ocenia jako wysokie prawdopodobieństwo sytuacji, w której spółki nie będą w stanie skorzystać z wszystkich przyznanych bezpłatnych uprawnień.

Ocena częściowa

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

3. Efekty działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów pakietu Energetyczno-Klimatycznego, z uwzględnieniem wpływu tych działań na koszty produkcji.

3.1 Finansowe skutki działań związanych z wypełnieniem obowiązków wynikających z postanowień PEK i innych działań.

W okresie 2008-2014, w związku z wypełnianiem obowiązków wynikających z postanowień PEK spółki Grupy Tauron poniosły łączne koszty w kwocie 3 416 309,5 tys. zł, w tym koszty administracyjne (m.in. opłaty za uczestnictwo w systemie, koszty prowadzenia rachunku uprawnień,) w kwocie 13,0 tys. zł (w tym Tauron Wytwarzanie – 8,8 tys. zł i Tauron Ciepło – 4,2 tys. zł), koszty monitoringu i sprawozdawczości (m.in. koszty weryfikacji corocznych raportów o emisji) w kwocie 1 251,3 tys. zł (w tym Tauron Wytwarzanie – 1 020,0 tys. zł, Tauron Ciepło – 218,1 tys. zł i Tauron Dystrybucja 13,2 tys. zł), koszty realizacji zadań ujętych w KPI – 1 492 359,6 tys. zł (w tym Tauron Wytwarzanie – 1 382 126,0 tys. zł i Tauron Ciepło – 110 233,6 tys. zł) i koszty zakupu uprawnień [...]. Na podstawie zbiorczych informacji o zakresie korzystania ze środowiska i należnych opłat, spółki Grupy Tauron w latach 2008-2014 poniosły opłaty z tytułu wprowadzania gazów lub pyłów do powietrza – należne Marszałkom Województw właściwym ze względu na siedziby tych spółek - w kwocie 367 447,0 tys. zł (w tym Tauron Wytwarzanie – 299 592,0 tys. zł, a Tauron Ciepło – 67 855,0 tys. zł).

Przychody ze sprzedaży uprawnień wyniosły [...].

(dowód: akta kontroli str. 13-59, 8857-8858)

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

Łączna rzeczywista emisja CO₂ w latach 2008-2014 z instalacji prowadzonych przez spółki Grupy Tauron wyniosła 152 008 757 Mg, w tym z instalacji prowadzonych przez Tauron Wytwarzanie 119 751 126 Mg (77,8% łącznej emisji) i z instalacji prowadzonych przez Tauron Ciepło 32 257 631 Mg (22,3% łącznej emisji). Emisja CO₂ ze wszystkich instalacji prowadzonych przez spółki Grupy Tauron z 21 599 934 Mg w 2008 r. zmniejszyła się do 18 117 593 Mg (o 3 482 341 Mg, tj. o 16,1%), przy czym z instalacji prowadzonych przez Tauron Wytwarzanie emisja z 16 992 608 Mg w 2008 r. zmniejszyła się do 12 776 058 Mg (o 4 216 550 Mg, tj. o 24,8%), a z instalacji prowadzonych przez Tauron Ciepło z 4 607 326 Mg w 2008 r. zwiększyła się do 5 341 535 Mg w 2014 r. (o 734 209 Mg, tj. o 15,9%). Największy spadek emisji CO₂ nastąpił z instalacji EL Jaworzno III Elektrownia III o 1 694 102 Mg, tj. o 30,0% (z 5 225 963 Mg w 2008 r. do 3 950 789 Mg w 2014 r.) z EL Łaziska o 1 451 129 Mg, tj. o 29,6% (z 4 896 465 Mg w 2008 r. do 3 445 336 Mg w 2014 r.) oraz z EL Siersza o 1 201 216 Mg, tj. o 47,8% (z 2 512 477 Mg w 2008 r. do 1 311 261 Mg w 2014 r.). Największy wzrost emisji

CO₂ nastąpił z instalacji EC Nowa o 676 016 Mg, tj. o 25,1% (z 2 692 299 Mg w 2008 r. do 3 368 315 Mg w 2014 r.).

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki⁹⁹, w branży energetycznej emisja gazów do powietrza jest proporcjonalnie związana z produkcją energii elektrycznej i ciepła. Podstawową działalnością Grupy jest produkcja energii elektrycznej i ciepła, a nie jest ograniczenie emisji gazów do powietrza. Im większa produkcja energii i ciepła w Grupie, tym większa emisyjność jednostek wytwórczych Grupy. Ważne z punktu widzenia prowadzonej działalności jest nieprzekraczanie norm emisyjnych wyznaczonych przepisami prawa.

Emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu (kg/MWh) z siedmiu instalacji prowadzonych przez Tauron Wytwarzanie¹⁰⁰ w latach 2008-2014 zmniejszyła się w czterech instalacjach¹⁰¹, w dwóch (EL Siersza i EL Jaworzno III Elektrownia III) utrzymywała się na zbliżonym poziomie a w przypadku jednej instalacji EL Łaziska wzrosła z 888,5 w 2008 r. do 928,9 w 2014 r. Natomiast emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu (kg/MWh) z pięciu instalacji prowadzonych przez Tauron Ciepło¹⁰² zmniejszyła się w jednej instalacji – EL Tychy (z 931,0 w 2008 r. do 830,1 w 2014 r.), w dwóch (EL Katowice i EL Bielsko Biała BC50 w latach 2013-2014) utrzymywała się na zbliżonym poziomie, a wzrosła w dwóch instalacjach: EL Bielsko Biała EC2 (z 867,4 w 2008 r. do 938,8 w 2014 r.) i ZW Nowa (z 1 605,0 w 2008 r. do 2 326,0 w 2014 r.).

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki¹⁰³, wzrost wskaźnika emisji dwutlenku CO₂ w przeciągu kilku lat uległ zmianie z uwagi na zmniejszenie współspalania biomasy, zwiększoną pracę bloków o gorszej sprawności wytwarzania, a tym samym zużycie większej ilości węgla (bloki 120MW mają niższą sprawność, wyższy wskaźnik jednostkowego zużycia). Większa ilość rozruchów, dużo większy czas pracy bloków z niską mocą (praca przy pogorszonej sprawności) oraz parametry paliwa – paliwa o wyższych wskaźnikach emisji We [TJ/Mg], złożyły się na wzrost tego wskaźnika.

(dowód: akta kontroli str. 13-59, 140-1654849-4853, 5696-7302, 9258-9502)

3.3. Wpływ realizacji obowiązków nałożonych przez PEK na koszty działalności oraz konkurencyjność spółek.

Realizacja postanowień PEK w zakresie rodzajów działalności związanych z emisją gazów w spółkach Grupy Tauron była jednym z czynników, które spowodowały wzrost kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej z poziomu [...] w 2008 r. do kwoty [...] na koniec III kw. 2015 r. W związku z powyższym, jak wynika z wyjaśnień Zarządu Tauron PE, realizacja obowiązków wynikających z uregulowań PEK w znacznej mierze przyczyniła się do spadku konkurencyjności kluczowych obszarów działalności Grupy Tauron – czyli wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaży węgla kamiennego.

Wpływ wymogów w zakresie PEK na prowadzoną działalność przez spółki Grupy Tauron polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej może obrazować kształtowanie się poziomu cen sprzedaży energii elektrycznej (w zł/MWh – jako

⁹⁹ Pismo z dnia 3 listopada 2015 r.

¹⁰⁰ Nie wzięto pod uwagę emisji na jednostkę produktu z instalacji EL Halemba, która od 2013 r. nie prowadziła działalności.

¹⁰¹ EL Stalowa Wola z 873,3 w 2008 r. do 667,8 w 2014 r., EL Jaworzno III Elektrownia II z 1 015,6 w 2008 r. do 751,8 w 2014 r., EL Łagisza z 1 003,6 w 2008 r. do 876,2 w 2014 r., EL Blachownia z 496,0 w 2008 r. do 478,0 w 2014 r. i

¹⁰² Pod uwagę wzięto EL Tychy, EL Katowice, EL Bielsko Biała BC50, EL Bielsko Biała EC2 i ZW Nowa.

¹⁰³ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

jednostkowa cena produktu) – w okresie 2008-2014 w Tauron Wytwarzanie wynosił on od 160,3 w 2008 r. do 178,8 w 2014 r., osiągając najwyższą wartość 205,5 w 2012 r. W Tauron Ciepło poziom cen sprzedaży energii kształtował się od 145,1 w 2008 r. do 185,2 w 2014 r., osiągając najwyższą wartość 288,8 w 2012 r. W omawianym okresie wartość produkcji netto energii elektrycznej (w MWh – jako jednostkowy koszt zmienny produkcji) kształtował się w Tauron Wytwarzanie na poziomie od 119,2 w 2008 r. do 140,1 w 2014 r., osiągając najwyższą wartość 153,1 w 2012 r. W Tauron Ciepło wartość produkcji netto energii kształtowała się na poziomie od 116,7 w 2008 r. do 145,3 w 2014 r., osiągając najwyższą wartość 162,8 w 2012 r. Rzeczywista (ograniczona) wielkość produkcji (jako jednostkowy koszt zmienny energii elektrycznej odniesiony do produkcji netto w zł/MWh) w ww. okresie wynosiła w Tauron Wytwarzanie od [...] w 2008 r. do [...] w 2014 r., osiągając najwyższą wartość [...] W Tauron Ciepło rzeczywista wielkość produkcji wynosiła od [...] w 2008 r. do [...] w 2014 r.

Począwszy od drugiej fazy działania systemu EU ETS (2008-2012) systematycznie rosła moc zainstalowana w źródłach odnawialnych oraz ilość produkowanej przez nie energii. Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki¹⁰⁴, subsydiowanie Odnawialnych Źródeł Energii, przy jednoczesnym dodatkowym obciążaniu źródeł konwencjonalnych kosztami uprawnień do emisji gazów cieplarnianych spowodowało systematyczne przesuwanie się tych drugich w górną część krzywej kosztowej wytwórców (Merit Order). Wysokie koszty zmienne i pierwszeństwo sieciowe odbioru dla energii wytworzonej z OZE spowodowały spadek wolumenu, jaki źródła konwencjonalne Grupy Tauron mogły uplasować na rynku. Jednocześnie zmniejszyło to popyt na węgiel kamienny. Trend ten znacznie nasilił się w ostatnich trzech latach.

Z drugiej strony działania polegające na przystosowaniu do zmieniającego się otoczenia, jak wymiana parku maszynowego w Grupie Tauron pod kątem rozwoju własnych źródeł OZE, generowały – w ocenie Zarządu Spółki – znaczne ryzyka inwestycyjne. W pierwszej kolejności, ze względu na brak długofalowych rozwiązań regulacyjnych, m.in. dzięki kilkuletniemu procedowaniu ostatecznego kształtu ustawy OZE, a dalej ze względu na brak zachęt rynkowych, takich jak zniżkujące hurtowe ceny energii i niepewność związana z rozgrywkami o likwidację nadwyżki uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS.

W ocenie Zarządu Spółki, wraz ze wzrostem niesterowalnej generacji OZE sytuacja w obszarze wytwarzania od kilku lat wymaga od wytwórców konwencjonalnych operujących jednostkami JWCD (większość bloków Tauron Wytwarzanie) dodatkowego zabezpieczania pracy systemu elektroenergetycznego. Powoduje to bardzo niestabilną pracę jednostek wytwórczych i ich szybsze zużywanie się, a więc ponoszenie dodatkowych kosztów remontowych. Jednocześnie istniejący kształt rynku usług systemowych nie uwzględniał dynamicznie zmieniającej się specyfiki i zapewnienia odpowiednich wynagrodzeń dla wytwórców stabilizujących system. Rynek jednotowarowy (energia elektryczna) nie pozwalał też myśleć o dodatkowych inwestycjach w źródła konwencjonalne zabezpieczające KSE.

W okresie objętym kontrolą cena sprzedaży energii elektrycznej (w zł/MWh) kształtowała się na poziomie od 183,83 w 2008 r., osiągając najwyższą wartość 262,95 w 2012 r. i wynosiła na koniec III kw. 2015 r. 226,19. Procentowo wyrażony obowiązek umorzenia praw majątkowych OZE wzrósł dwukrotnie w tym okresie –

¹⁰⁴ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

z poziomu 7% w 2008 r. do poziomu 14% w III kw. 2015 r. Szacowany koszt obowiązku umorzenia praw majątkowych OZE ujęty w cenie sprzedaży energii elektrycznej (w zł/MWh) wynosił od wartości [...] w 2008 r. do [...] w III kw. 2015 r., osiągając najwyższy poziom w 2012 r. [...].

Sektorem innym niż wytwarzanie energii elektrycznej w Grupie Tauron jest wydobywanie węgla kamiennego, prowadzone przez spółkę Tauron Wydobywanie S.A.

Z wyjaśnień Zarządu Spółki¹⁰⁵ wynika, że na potrzeby wydobywania i produkcji węgla handlowego kupowana jest m.in. energia elektryczna, w cenie zakupu której zawarte są koszty uprawnień do emisji CO₂, jednak nie jest bezpośrednio znany poziom tych kosztów, nie można więc określić wpływu na cenę sprzedaży finalnego produktu, jakim jest węgiel (zawarte w kontraktach ceny energii elektrycznej nie wyszczególniają takich informacji).

Ceny zakupu energii elektrycznej na potrzeby wydobywania i produkcji węgla kamiennego (w zł/MWh) kształtowały się w okresie objętym kontrolą od wartości 145,17 w 2008 r. do poziomu 238,12 w 2015 r., osiągając najwyższą wartość w 2012 r. (267,92) – wszystkie ww. ceny energii zawierały kwotę podatku akcyzowego oraz koszty obowiązkowych umorzeń praw majątkowych z OZE, kogeneracji o certyfikatów efektywnościowych.

W okresie objętym kontrolą średnioroczne ceny sprzedaży węgla w GK Tauron kształtowały się (w zł/Mg) od 177,04 w 2008 r. do 234,33 w III kw. 2015 r., osiągając najwyższą wartość w 2012 r. (267,68).

Wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w związku z koniecznością zakupu uprawnień do emisji CO₂ jest – zdaniem Zarządu Tauron PE S.A. - zauważalny w spółkach wytwórczych Grupy Tauron. Według Zarządu Spółki, wpływ na cenę rynkową jest nieco bardziej skomplikowany. Wytwórcy mają bardzo różne wielkości tzw. wskaźników emisji CO₂ na jednostkę wytwarzanej energii, różne też mają przydziały darmowych uprawnień do emisji. Z tych głównych powodów nie da się jednoznacznie przypisać przełożenia kosztów zakupu uprawnień do emisji na wzrost ceny energii. Dodatkową komplikację stanowi charakter rynku energii. Wielkość sprzedaży nie odpowiada dokładnie ilości energii wytworzonej.

Chcąc zbadać wpływ kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ na ceny energii należałoby – zdaniem Zarządu Spółki - badać tę zależność dla całego sektora wytwarzania energii elektrycznej. Rynkowe ceny energii elektrycznej zależą od wielu czynników i kształtowane są różnorodnymi mechanizmami, a głównie prawami podaży i popytu. Ponadto, według Zarządu Spółki, zależność pomiędzy wzrastającymi notowaniami cen EUA na rynku europejskim a cenami energii na rynku polskim nie jest jednoznaczna. Zdaniem Zarządu Spółki, wzrost kosztów wytwarzania jest widoczny ale rynek nie reaguje jednoznacznie i nie zawsze udaje się odzyskać wzrost kosztów w cenie sprzedaży.

Ponadto, jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki¹⁰⁶, nie jest możliwe choćby wiarygodne oszacowanie potencjalnej wielkości produkcji przy założeniu niewystępowania uprawnień do emisji. Wielkość produkcji każdorazowo jest dostosowywana do warunków rynkowych, głównie do cen energii elektrycznej, kosztów paliwa i kosztów uprawnień do emisji. Cenę energii – według Zarządu Spółki - elektrycznej kształtuje wiele czynników. Jednym z nich są koszty uprawnień

¹⁰⁵ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

¹⁰⁶ Pismo z dnia 15 grudnia 2015 r.

do emisji, przy czym niemożliwe jest precyzyjne wskazanie wpływu kosztów uprawnień do emisji na cenę energii. Dlatego też, w ocenie Zarządu Spółki, nie da się określić wprost potencjalnej wielkości produkcji przy założeniu niewystępowania uprawnień do emisji.

(dowód: akta kontroli str. 55-59)

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 (o 30,0%) nastąpił z instalacji EL Jaworzno III Elektrownia III – gdzie prowadzono o najwięcej (7 z 14) zadań inwestycyjnych w ramach KPI, ostatecznie zakończonych do poł. 2015 r.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

IV. Wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli¹⁰⁷, wnosi o podjęcie niezwłocznie niezbędnych działań organizacyjnych w celu ustalenia przyczyn przekroczenia w 2014 r. dopuszczalnej wielkości emisji pyłu w instalacji ZW Nowa oraz ich wyeliminowania.

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 o NIK 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 i wykonania wniosków pokontrolnych 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 29 kwietnia 2016 r.

¹⁰⁷ Dz.U. z 2015 r., poz.1096 Dalej: ustawa o NIK

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Kontroler
Piotr Piątkiewicz
Główny specjalista kp.
(-)

Dyrektor
Sławomir Grzelak
(-)

Wojciech Żukowski
Główny specjalista kp.
(-)