



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.008.08.2015

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

Kontroler Maria Salwowska, starszy inspektor kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr 96622 z dnia 25 września 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 1-2)

Jednostka kontrolowana KGHM Polska Miedź SA¹, ul. Marii Skłodowskiej-Curie 48, 59-301 Lubin.

Kierownik jednostki kontrolowanej Krzysztof Skóra, Prezes Zarządu
Od 5 maja 2008 r. do 18 lutego 2016 r. Prezesem Zarządu był Herbert Wirth.

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność spółek Grupy kapitałowej KGHM Polska Miedź SA³ w zakresie działań wdrażających wymogi Pakietu energetyczno-klimatycznego⁴ w latach 2008-2015.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Spółki Grupy KGHM, posiadające instalacje emitujące do powietrza gazy cieplarniane, prawidłowo wykonywały w zbadanym okresie obowiązki wynikające z postanowień PEK, w tym określone w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji⁵. Wykonały obowiązki określone w *ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji*⁶ oraz *ustawie z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*⁷. Wypełnione zostały też obowiązki opracowania planów monitorowania, wynikające z *rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji*⁸ oraz *rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 12 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie*

¹ Dalej: KGHM lub Spółka.

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

³ Dalej: GK KGHM lub Grupa KGHM.

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

⁷ Dz. U. Nr 122, poz. 695, ze zm. Dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Z dniem 9 września 2015 r. weszła w życie *ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*. (Dz. U. z 2015 r., poz. 1223 ze zm.).

⁸ Dz. U. Nr 183, poz. 1142. Dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji*.

z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁹. Sposób monitorowania zapewniał wiarygodność uzyskiwanych wyników wielkości emisji gazów. Zgodnie z wymogami spółki GK KGHM sporządzały dla każdej instalacji roczne raporty na temat wielkości emisji dwutlenku węgla¹⁰, które podlegały weryfikacji przez uprawnione podmioty.

Do Krajowego Planu Inwestycyjnego¹¹ KGHM zgłosił dwa zadania: *Budowa bloku parowo-gazowego*¹² w Polkowicach i w Głogowie. Na realizację obu zadań wydatkowano łącznie 475 032,0 tys. zł.

W kontrolowanym okresie Spółki GK KGHM wydatkowały [...] ¹³ (w tym KGHM – [...]) na zakup uprawnień do emisji. Łączne koszty realizacji wymogów wynikające z PEK, uwzględniające koszty poniesione na realizację zadań inwestycyjnych zgłoszonych do KPI, koszty administracyjne oraz monitoringu i sprawozdawczości i zakupu uprawnień wyniosły 486 923,1 tys. zł

Spółki GK KGHM przestrzegały również, określonych w wydanych na podstawie art. 181 ust. 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska*¹⁴ pozwoleniach zintegrowanych warunków eksploatacji w zakresie emisji do powietrza gazów i pyłów nieobjętych systemem EU ETS. W latach 2008-2014 nie zostały przekroczone dopuszczalne poziomy emisji dwutlenku siarki¹⁵, tlenków azotu¹⁶ i pyłu, a ich emisja była istotnie niższa niż dopuszczalne limity.

II. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Realizacja obowiązków wynikających z postanowień PEK

Opis stanu
faktycznego

W latach 2008-2015 Spółki GK KGHM prowadziły dziewięć instalacji emitujących gazy cieplarniane do powietrza, z tego KGHM prowadził cztery instalacje: dwa bloki gazowo-parowe w Polkowicach i Głogowie, zaliczone do rodzaju działalności określonych w załączniku do ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami jako instalacja spalania paliw z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych oraz dwie instalacje (Huta Miedzi „Legnica” w Legnicy¹⁷ i Huta Miedzi w Głogowie¹⁸) zaliczone do rodzaju działalności określonej w załączniku do ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami jako produkcja i obróbka metali nieżelaznych w tym produkcja stopów, rafinacja, odlewnictwo, jeżeli są wykorzystywane stacjonarne urządzenia techniczne, w których jest prowadzony proces spalania paliw (w tym paliwa wykorzystywane jako czynniki redukujące)¹⁹.

⁹ Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 30, ze zm. Dalej: *rozporządzenie Komisji z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania wielkości emisji*.

¹⁰ Dalej: CO₂.

¹¹ Dalej: KPI.

¹² Dalej: BPG.

¹³ 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 [...].

¹⁴ Dz. U. Nr 129, poz. 902. Dalej: *POŚ*.

¹⁵ Dalej: SO₂.

¹⁶ Dalej: NO_x.

¹⁷ Dalej: HM Legnica.

¹⁸ Dalej: HM Głogów.

¹⁹ HM Legnica i HM Głogów zostały objęte systemem EU ETS od 1 stycznia 2013 r.

Energetyka Sp. z o.o.²⁰ prowadziła cztery instalacje: Elektrociepłownię EC-1 Lubin²¹, Elektrociepłownię EC-2 Polkowice²², Elektrociepłownię EC-3 Głogów²³ oraz Elektrociepłownię EC-4 Legnica²⁴. Wszystkie elektrociepłownie zostały zaliczone do rodzaju działalności określonych w załączniku do ustawy z 2011 r. o systemie handlu emisjami jako instalacje spalania paliw z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych.

Ponadto Energetyka, według stanu na dzień 7 grudnia 2015 r., była właścicielem 95,71% akcji WPEC w Legnicy SA²⁵, która posiadała jedną instalację tej samej kategorii o nazwie Ciepłownia Legnica (dwie ciepłownie: Centralna Ciepłownia w Legnicy i Ciepłownia Górka).

[akta kontroli str. 3927 i 3960-3961]

Na terenie zakładu HM Głogów znajdowały się cztery instalacje, w których prowadzona była działalność polegająca na pierwotnej produkcji metali nieżelaznych, skutkująca emisją gazów cieplarnianych (CO₂) do powietrza:

- instalacja pierwotnej produkcji miedzi w technologii pieca szybowego o zdolności produkcyjnej 240 tys. Mg/rok miedzi elektrolitycznej, w której wykorzystywano jednostki spalania o łącznej mocy cieplnej 118 MW_t²⁶,
- instalacja pierwotnej produkcji miedzi w technologii pieca zawieszinowego o zdolności produkcyjnej 240 tys. Mg/rok miedzi elektrolitycznej, w której wykorzystywano jednostki spalania o łącznej mocy cieplnej 201 MW_t,
- instalacja pierwotnej produkcji ołowiu o zdolności produkcyjnej 36 tys. Mg/rok ołowiu surowego, w której wykorzystywano jednostki spalania o łącznej mocy cieplnej 31 MW_t,
- instalacja pierwotnej produkcji metali szlachetnych o zdolności produkcyjnej 1,5 tys. Mg/rok srebra katodowego, w której wykorzystywano jednostki spalania o łącznej mocy cieplnej 3,8 MW_t.

Działalność prowadzona w HM Głogów powodowała emisję CO₂ wskutek utleniania węgla zawartego w paliwach (w tym stosowanych w charakterze czynnika redukującego), utleniania węgla zawartego w surowcach technologicznych oraz termicznego i chemicznego rozkładu węglanów zawartych w surowcach²⁷.

Roczną emisję CO₂ (ujęłą w planie monitorowania z 12 grudnia 2012 r.) oszacowano na 1 117 136 Mg. Średnia roczna emisja w latach 2013-2014 wyniosła 1 172 421 Mg²⁸ (a w latach 2008-2014 – 1 021 394 Mg).

Emisja SO₂, NO₂ i pyłów nie przekraczała wielkości maksymalnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowała się następująco: najmniejszą ilość SO₂ do powietrza wprowadzono w 2010 r. – 4 052,5 Mg a największą w 2009 r. – 4 458,6 Mg, podczas gdy przyznany limit wynosił odpowiednio: 4 964,1 Mg i 974,2 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2013 r. –

²⁰ Dalej: Energetyka.

²¹ Dalej: EC-1 Lubin.

²² Dalej: EC-2 Polkowice.

²³ Dalej: EC-3 Głogów.

²⁴ Dalej: EC-4 Legnica.

²⁵ Dalej: WPEC Legnica.

²⁶ MW_t - Megawat mocy cieplnej.

²⁷ Surowce zawierające węgiel to m.in: koncentraty miedzi, koks, gaz ziemny (GZ-41,5), lepiszcze (ług posulfitowy), koksik, kamień wapienny, szlam z mokrego odpylania gazów z pieców szybowych (wtórny koncentrat ołowiu), olej opałowy ciężki i lekki, żużel z pieców Dorschla, węgiel drzewny.

²⁸ Bez uwzględnienia wielkości strumienia CO₂ związanego w gazie gardzielowym i eksportowanego do Elektrociepłowni EC-3 Głogów.

713,6 Mg a największą w 2009 r. - 981,9 Mg (roczny limit wynosił odpowiednio: 2729,0 Mg i 2192,3 Mg), natomiast najmniejszą ilość pyłu wyemitowano w 2010 r. - 100,6 Mg a największą w 2012 r. - 179,3 Mg, podczas gdy określony roczny limit wynosił odpowiednio: 274,6 Mg i 279,2 Mg.

[akta kontroli str. 1880-1886, 2007 i 3928-3929]

Na terenie zakładu HM Legnica znajdowały się dwie instalacje, w których prowadzona była działalność polegająca na produkcji pierwotnej i rafinacji metali nieżelaznych, skutkująca emisją CO₂ do powietrza: instalacja pierwotnej produkcji miedzi w technologii pieca szybowego o zdolności produkcyjnej 105,8 tys. Mg/rok i o łącznej mocy cieplnej źródeł utleniania węgla około 144 MW_t, oraz instalacja rafinacji ołowiu surowego (rafineria ołowiu) o zdolności produkcyjnej 30 tys. Mg/rok i łącznej mocy cieplnej źródeł 11,6 MW_t. W przypadku działalności prowadzonej w instalacjach HM Legnica emisja CO₂ odbywała się wskutek utleniania węgla kopalnego zawartego w stosowanych paliwach w procesie ich energetycznego spalania, utleniania węgla kopalnego i biomasy zawartego w stosownych surowcach technologicznych (w tym paliwach stosowanych w charakterze czynnika redukującego) oraz termicznego i chemicznego rozkładu węglanów kopalnych zawartych w stosownych surowcach²⁹.

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 13 grudnia 2012 r.) oszacowano na 230 324 Mg. Średnia roczna emisja w latach 2013-2014 wyniosła 264 002 Mg³⁰ (a w latach 2008-20014 - 300 590 Mg).

Emisja SO₂, NO₂ i pyłów nie przekraczała wielkości maksymalnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowała się następująco: najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. - 342,7 Mg a największą w 2013 r. - 594,2 Mg, podczas gdy przyznany limit w tych latach wynosił 896,5 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2008 r. - 99,8 Mg a największą w 2013 r. - 145,1 Mg (roczny limit wynosił odpowiednio: 175,2 Mg i 152,0 Mg) natomiast najmniejszą ilość pyłu wyemitowano do powietrza w 2008 r. - 4,1 Mg a największą w 2013 r. - 5,7 Mg, podczas gdy określony roczny limit wynosił odpowiednio: 10,1 Mg i 16,0 Mg³¹.

[akta kontroli str. 825-828, 845 i 3930-3933]

Bloki gazowo-parowe w Polkowicach i w Głogowie służyły do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej i składały się z dwóch turbozespołów gazowych o mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie odpowiednio 47,45 MW_t oraz 42,62 MW_t do wytworzenia energii elektrycznej, dwóch kotłów odzyskowych - każdy wyposażony w palniki dopalające o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 6 MW_t (do wytworzenia pary podgrzanej) oraz turbozespołu parowego wykorzystującego energię cieplną pary wodnej do wytworzenia energii elektrycznej o mocy elektrycznej 12,33 MW_e. Instalacje posiadały również zasilany olejem napędowym agregat prądotwórczy napędzany wysokoprężnym silnikiem Diesla o mocy cieplnej w paliwie 2,6 MW_t, wykorzystywany na potrzeby rozruchu, stanowiący jednocześnie awaryjne źródło energii. Emisja CO₂ ze spalania gazu ziemnego stanowiła 99,9% całkowitej emisji rocznej CO₂ z obu instalacji. Emisja CO₂ z pozostałych źródeł, tj. agregatu prądotwórczego stanowiła strumień materiałów wsadowych de minimis.

²⁹ Strumień surowców wsadowych i produktów HM Legnica zawierających węgiel to m.in.: koncentrat miedzi, koks, koksik, gaz ziemny (GZ-41,5), tworzywa sztuczne do odzysku, kamień wapienny, gaz gardzielowy z pieców szybowych, szlam z mokrego odpylania gazów z pieców szybowych i tlenek węgla w spalinach ze spalania gazu ziemnego.

³⁰ Bez uwzględnienia wielkości strumienia CO₂ związanego w gazie gardzielowym i eksportowanego do Elektrociepłowni EC-4 Legnica.

³¹ Dane dotyczące emisji przemysłowych podano łącznie dla instalacji rafinacji ołowiu i dla instalacji do produkcji miedzi.

Całkowita moc cieplna bloku gazowo-parowego³² Polkowice wprowadzana w paliwie wyniosła 106,9 MW_t, łączna moc elektryczna brutto turbin gazowych 29,03 MW_e, a moc elektryczna brutto turbiny parowej 12,33 MW_e. Całkowita moc cieplna BGP Głogów wprowadzana w paliwie wyniosła 97,24 MW_t, łączna moc elektryczna turbin gazowych 30 MW_e a moc elektryczna brutto turbiny parowej 12 MW_e. Dla obu BGP przewidziano zużycie gazu ziemnego w ilości około 93 000 000 Nm³/rok a wskaźnik kogeneracji na poziomie 80%.

Oba bloki miały być opalane gazem ziemnym zaazotowanym, pochodzącym z lokalnego złoża w Kościanie. Blok w Polkowicach miał produkować ok. 300 tys. MWh energii elektrycznej i około 1 mln GJ ciepła rocznie, natomiast blok w Głogowie około 250 tys. MWh energii elektrycznej i około 800 tys. GJ ciepła. Praca bloków miała pokryć około 25% zapotrzebowania KGHM na energię elektryczną i pozwolić zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych do atmosfery o 40% w stosunku do emisji z konwencjonalnych źródeł opalanych węglem.

BGP Polkowice został oddany do użytku w dniu 17 czerwca 2013 r.³³ Starosta Polkowicki decyzją z dnia 11 lipca 2013 r. udzielił pozwolenia zintegrowanego, a decyzją z dnia 28 listopada 2013 r. zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych dla powyższej instalacji.

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 31 grudnia 2014 r.) dla BGP Polkowice oszacowano na 172 290 Mg. W 2014 r. rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 34 979 Mg. Emisja SO₂, NO₂ i pyłów w 2014 r. nie przekroczyła wielkości określonych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowała się: dla SO₂ poniżej 30%, dla NO_x poniżej 4% i dla pyłu poniżej 1% wartości maksymalnych.

BGP Głogów został oddany do użytkowania w dniu 15 października 2013 r.³⁴ Marszałek Województwa Dolnośląskiego decyzją z dnia 31 stycznia 2014 r. udzielił pozwolenia zintegrowanego, a decyzją z dnia 6 czerwca 2014 r. zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych dla powyższej instalacji.

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 31 grudnia 2014 r.) dla BGP Głogów oszacowano na 174 015 Mg. W 2014 r. rzeczywista emisja CO₂ wyniosła 6 677 Mg. Emisja SO₂, NO₂ i pyłów w 2014 r. nie przekroczyła 5% wielkości określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

[akta kontroli str. 64-176, 388, 493-504, 3934-3939, 3994-3995]

Instalacja EC-1 Lubin wyposażona była w cztery kotły parowe z rusztem mechanicznym (dwa typu OR-32 i dwa OR-32/50-N zmodernizowane i oddane do eksploatacji w 2012 r., o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 130 MW_t), dwa kotły wodne rusztowe typu WLM-25 i WLM-25/EM o łącznej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 65 MW_t. Nominalna moc cieplna w paliwie instalacji wynosiła łącznie 243,4 MW_t. W skład instalacji wchodziły również dwa turbozespoły przeciwprężne i jeden turbozespół kondensacyjny wytwarzające 20,9 MW_e energii elektrycznej. Emisja CO₂ pochodziła ze spalania paliw stałych – węgla kamiennego i czyściwa (paliwo rozpałkowe), przy czym główny strumień paliw stosowany w instalacji stanowił węgiel kamienny.

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 25 listopada 2014 r.) dla EC-1 Lubin oszacowano na 112 527 Mg. Średnioroczna emisja rzeczywista w latach 2008-2014 wyniosła 130 022 Mg.

³² Dalej: BGP.

³³ Decyzja Nr 17/2013 Powiatowego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Polkowicach.

³⁴ Decyzja nr 46/2013 Powiatowego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Głogowie.

Instalacja EC-2 Polkowice posiadała dwa kotły parowe rusztowe typu OR-32/50-N o łącznej mocy cieplnej w prowadzonej w paliwie 122,1 MW_t oraz cztery kotły rusztowe wodne. Nominalna moc cieplna w paliwie instalacji wynosiła 256,8 MW_t. Ponadto instalacja posiadała jeden turbosespół przeciwprężny wytwarzający 10,4 MW_e energii elektrycznej. Źródłami emisji CO₂ były procesy spalania węgla kamiennego oraz paliwa rozpałkowego.

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 20 listopada 2012 r.) dla EC-2 Polkowice oszacowano na 136 699 Mg. Średnioroczna emisja rzeczywista w latach 2008-2014 wyniosła 122 982 Mg.

Instalacja EC-3 Głogów wyposażona była w osiem kotłów parowych o łącznej mocy nominalnej w paliwie 279 MW_t. W skład wyposażenia elektrociepłowni wchodziły również dwa turbosespoły upustowo-kondensacyjne i jeden turbosespół przeciwprężny wytwarzające 10,4 MW_e energii elektrycznej. Źródłami emisji CO₂ były procesy spalania paliw stałych (węgla kamiennego, czyściwa) i gazowych (gaz gardzielowy dostarczany z HM Głogów i gaz ziemny).

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 25 listopada 2014 r.) dla EC-3 Głogów oszacowano na 931 646 Mg. Średnioroczna emisja rzeczywista w latach 2013-2014 wyniosła 794 872 Mg natomiast w latach 2008-2012 – 206 78 Mg.

Instalacja EC-4 Legnica w swoich zasobach posiadała cztery kotły parowe, w tym trzy pyłowe i jeden gazowy, o łącznej nominalnej mocy cieplnej 132 MW_t. W swoich zasobach instalacja posiadała również trzy turbosespoły upustowo-kondensacyjne i jeden turbosespół przeciwprężny wytwarzające 19,5 MW_e energii elektrycznej. Źródłami emisji CO₂ były procesy spalania paliw stałych (węgla kamiennego, czyściwa) i gazowych (gazu gardzielowego i gazu ziemnego).

Roczną emisję CO₂ (ujętą w planie monitorowania z 25 listopada 2014 r.) dla EC-4 Legnica oszacowano na 104 747 Mg. Średnioroczna emisja rzeczywista w latach 2013-2014 wyniosła 263 375 Mg natomiast w latach 2008-2012 – 68 053 Mg.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu Energetyka Adama Witka³⁵ podczas wytopu miedzi powstają m.in. gazy odpadowe, zwane inaczej gazami gardzielowymi, które zostały objęte systemem EU ETS wraz z objęciem od 1 stycznia 2013 r. systemem przemysłu metali nieżelaznych. W związku z powyższym uzgodniono i zatwierdzono planami monitorowania zarówno HM Głogów, HM Legnica jak Spółki Energetyka, że ilość CO₂ w przedmiotowych gazach będzie wyliczana przez KGHM metodą określoną w planach monitorowania Hut Miedzi. Następnie po weryfikacji, informacja na temat ilości CO₂ przekazanego z gazami gardzielowymi do spółki Energetyka jest przesyłana do spółki Energetyka, dla której wydawane są na tą okoliczność uprawnienia do emisji. Wielkość emisji CO₂ pochodzącego z gazów gardzielowych wraz z ilością CO₂ pochodzącego z pozostałych paliw jest wpisywana do raportów rocznych instalacji EC-4 Legnica i EC-3 Głogów należących do Spółki Energetyka.

Ciepło wytwarzane w czterech źródłach spółki Energetyka miało łączną osiągalną moc cieplną 559,4 MW_t³⁶, a głównymi jego odbiorcami była: HM Głogów, HM Legnica (kupujące zarówno parę technologiczną jak i ciepłą wodę) oraz WPEC Legnica SA dostarczający energię cieplną mieszkańcom Legnicy, Lubina, Głogowa, Chocianowa, Ścinawy i Złotoryi. Łączna moc elektryczna zainstalowana w czterech elektrociepłowniach wynosiła 100,3 MW_e. Wyprodukowana energia była

³⁵ Pismo znak: PO/198/TK/2015/6355 z dnia 10 grudnia 2015 r.

³⁶ Osiągalna łączna moc cieplna stanowi sumę mocy cieplnej przy wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji oraz mocy cieplnej kotłów wodnych.

wykorzystywana przez HM Głogów, HM Legnica oraz odbiorców w gminach Wilków, Złotoryja, Lubin, Polkowice, Radwanice oraz Rudna.

Łączna emisja SO₂, NO₂ i pyłów z EC-1 Lubin, EC-2 Polkowice i EC-4 Legnica w latach 2008-2014 nie przekraczała wielkości maksymalnych określonych w pozwoleniach zintegrowanych i kształtowała się następująco: najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 942,3 Mg a największą w 2013 r. – 2 134,3 Mg, podczas gdy przyznany roczny limit wynosił odpowiednio: 3 471,4 Mg i 3 245,4 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2008 r. – 222,4 Mg a największą w 2013 r. – 461,2 Mg (roczny limit wynosił odpowiednio: 960,7 Mg i 902,0 Mg), natomiast najmniejszą ilość pyłów wyemitowano do powietrza w 2014 r – 164,3 Mg a największą w 2012 r. – 392,1 Mg podczas gdy określony roczny limit wynosił odpowiednio: 776,0 Mg i 897,6 Mg. Ustalone roczne limity dla poszczególnych instalacji również nie zostały przekroczone.

[akta kontroli str. 2458-2467, 2595, 2639-2649, 2723-2732, 3960-3962, 3973-3974, 3996-4008]

Instalacje w Ciepłowni Legnica (Kotłownia Górka i Centralna Ciepłownia w Legnicy) pracowały zamiennie: w sezonie letnim – kotłownia Górka oraz w sezonie zimowym Centralna Ciepłownia. Kotłownia Górka produkowała energię ciepłą dla potrzeb ciepłej wody użytkowej miasta Legnicy. Do tego celu wykorzystywane były dwa kotły wodne, opalane miałem węglowym o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 11,6 MW_t (łącznie 13,2 MW_t). Centralna Ciepłownia w Legnicy pracująca w sezonie grzewczym produkowała energię ciepłą dla potrzeb miasta Legnicy (ogrzewanie i ciepła woda użytkowa). Do tego celu wykorzystywała cztery kotły opalane miałem węglowym, w tym trzy kotły wodne, rusztowe narzutnikowe, każdy o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 55 MW_t (łącznie 165 MW_t) oraz jeden kocioł parowy, rusztowy o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 32,7 MW_t.

Roczną emisję CO₂ (ujęta w planie monitorowania z 18 grudnia 2014 r.) dla Ciepłowni Legnica oszacowano na 112 000 Mg. Średnioroczna emisja rzeczywista w latach 2008-2014 wyniosła 103 174 Mg.

Emisja SO₂, NO₂ i pyłów z Ciepłowni Legnica latach 2008-2014 nie przekraczała wielkości maksymalnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym i kształtowała się następująco: najmniejszą ilość SO₂ wprowadzono do powietrza w 2009 r. – 317 Mg a największą w 2013 r. – 459 Mg, podczas gdy przyznany roczny limit wynosił odpowiednio: 1 046 Mg i 923 Mg. Najmniejszą ilość NO_x wprowadzono do powietrza w 2014 r. – 150 Mg a największą w 2010 r. – 232 Mg (roczny limit w tych latach wynosił 315 Mg), natomiast najmniejszą ilość pyłów wyemitowano do powietrza w 2011 i 2012 r – 23 Mg a największą w 2008 r. – 45 Mg podczas gdy określony roczny limit wynosił odpowiednio: 221 Mg i 311 Mg.

[akta kontroli str. 1416-1425 i 3982-3983]

W odniesieniu do wszystkich instalacji nie wystąpiły przypadki cofnięcia lub ograniczenia pozwolenia pod względem przyczyn, o których mowa w art. 194-196 POŚ.

[akta kontroli str. 406-1115, 1553-1879]

Spółki GK KGHM uzyskały zezwolenia na uczestnictwo w systemie EU ETS, o których mowa w art. 33 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* oraz art. 40 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami* dla wszystkich dziewięciu instalacji. Spółki występowały również z wnioskami o zmianę posiadanych zezwoleń m.in. w zakresie zatwierdzania nowych planów monitorowania.

[akta kontroli str. 172-225, 435-647, 825-905, 1127-1249, 1399-1437, 1996-1062, 2032-2255, 2458-2791]

W instalacjach, dla których prowadzącym był KGHM, w latach 2013-2015:

- nie doszło do zbycia tytułu prawnego do instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- nie miał miejsca podział instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- nie nabyto tytułu prawnego do instalacji objętej tym systemem,
- nie wystąpiły przypadki, gdy instalacja objęta systemem handlu uprawnieniami do emisji przestała spełniać przesłanki objęcia nim,
- nie ubiegano się o czasowe wyłączenie instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- nie powstały nowe instalacje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji, w tym nie występowało o zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych po raz pierwszy po 30 czerwca 2011 r.
- nie występowało o wydanie zezwolenia na podstawie art. 50 ust. 1 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

[akta kontroli str. 4009]

KGHM, w związku z oddaniem do użytkowania BPG Polkowice, przygotował projekt wniosku³⁷ do Ministra Środowiska o przydział na lata 2014-2020 łącznie 114 601 bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ z rezerwy UE. Po wewnętrznych konsultacjach wniosek miał zostać przekazany do Ministra Środowiska. Dla pozostałych swoich instalacji KGHM nie występowały o przydział uprawnień do emisji CO₂ z rezerwy UE.

[akta kontroli str. 3676-3732]

Energetyka uzyskała dla instalacji EC-1 Lubin łącznie na lata 2013-2020 z puli UE 265 109 bezpłatnych uprawnień (na lata 2013-2015 – 136 231), w związku ze zwiększeniem przez instalację produkcji ciepła i chłodu na sprzedaż.

[akta kontroli str. 3972 i 4010-4011]

Spółki GK KGHM przygotowały i przekazały do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami³⁸ informacje o wielkości emisji za lata 2005-2009, na podstawie art. 20 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, w sposób i formie określonej w *decyzji Komisji Nr 2007/589/WE z dnia 17 lipca 2007 r., ustanawiającej wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*³⁹.

[akta kontroli str. 665-761, 1442-1465 3597-3610 i 4012-4235]

W KPI zostały ujęte dwa zadania zgłoszone przez KGHM: *Nowy blok gazowo-parowy w Polkowicach* i *Nowy blok gazowo-parowy w Głogowie*.

[akta kontroli str. 3436]

Spółki Grupy KGHM wypełniły obowiązek opracowania planów monitorowania wielkości emisji CO₂, wynikający z *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie monitorowania wielkości emisji*, z *rozporządzenie Komisji z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania wielkości emisji* a także z art. 56 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Plany monitorowania zawierały m.in.:

- informacje dotyczące zakresu i obowiązków związanych z monitorowaniem i raportowaniem,

³⁷ Formularz wniosku o zmianę przydzielonych bezpłatnych uprawnień z dnia 27 listopada 2015 r.

³⁸ Dalej: KOBIZE.

³⁹ Dz. Urz. UE L 229 z 31.08.2007, str. 1 ze zm.

- opis metod obliczeń i pomiarów do zastosowania,
- wykaz poziomów dokładności i opis wymogów dla poszczególnych elementów zestawu danych dla każdego strumienia paliw lub materiałów wsadowych, który miał być objęty monitorowaniem,
- plan pobierania próbek,
- wyniki oceny ryzyka, dowodzące, że proponowane działania kontrolne i procedury w zakresie działań kontrolnych są współmierne do zidentyfikowanego ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznych,
- dowody dotyczące każdego strumienia materiałów wsadowych i źródła emisji wskazujące zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności instalacji.

[dowód: akta kontroli str. 181-225, 283-327, 383-426, 449-490, 507-550, 602-647, 840-905, 1135-1178, 1423-1437, 2001-2255, 2462-2791]

Prawidłowość wykonywania obowiązku w zakresie monitorowania wielkości emisji CO₂ zbadano na przykładzie instalacji HM Głogów należącej do KGHM⁴⁰.

Warunki monitorowania emisji zostały określone w zezwoleniu na uczestnictwo w systemie EU ETS. W zezwoleniu określono m.in. poziomy dokładności monitorowania, wymagania dotyczące rocznych raportów o wielkości emisji CO₂, a także ustalono, że wielkość emisji CO₂ będzie monitorowana metodą opartą na obliczeniach. Roczna emisja stanowiła sumę emisji ze wszystkich zastosowanych materiałów wsadowych (z uwzględnieniem emisji transportowanej z gazem gardzielowym do EC-3 Głogów), a wielkość emisji dla poszczególnych materiałów wsadowych miała być obliczana jako iloczyn danych dotyczących instalacji (zużycie paliwa i wartość opałowa, wskaźnika emisji (wyznaczanego na podstawie badań laboratoryjnych lub wskaźników referencyjnych) oraz współczynnika utleniania. Zastosowanie wybranego sposobu monitorowania wielkości emisji – metoda oparta na obliczeniach – zapewniało wiarygodność wyników, co potwierdzili uprawnieni weryfikatorzy dokonujący ocen rocznych raportów o wielkości emisji CO₂. Weryfikatorzy stwierdzili również, że monitorowanie wielkości emisji prowadzone było zgodnie z planami monitorowania i warunkami określonymi w zezwoleniu, a także zgodnie z przepisami *rozporządzenia z 2008 r. w sprawie monitorowania wielkości emisji* i *rozporządzenia Komisji z 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania emisji*.

[akta kontroli str. 2001-2062, 2331-2370 i 3928-3942, 3973 i 3982]

Spółki Grupy KGHM opracowały w wymaganych terminach roczne raporty o emisji, które stanowiły podstawę rozliczenia jej wielkości zgodnie z art. 57 ust. 3 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*. Raporty te podlegały weryfikacji przez uprawniony podmiot zgodnie z art. 59-60 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*.

[akta kontroli str. 7-63, 1480-1549, 2329-2369, 2792-3354 i 3941-3942]

W okresie 2008-2015 spółki Grupy KGHM terminowo (do 30 kwietnia następnego roku) wywiązywały się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO₂ w trybie art. 46 *ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami* oraz art. 65 *ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami*, przy czym nie skorzystano z możliwości

⁴⁰ Instalacja w 2014 r. wyemitowała 1 112 755 Mg CO₂, po odliczeniu 636 228 Mg CO₂ przetransportowane z gazem gardzielowym do EC-3 Głogów emisja wyniosła 476 527 Mg (25, % całkowitej emisji instalacji objętych systemem EU ETS prowadzonych przez Spółki GK KGHM w 2014 r.).

tworzenia grupy instalacji na podstawie art. 31 ust. 1 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami oraz art. 68 ust.1 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami.

[akta kontroli str. 3941-3042, 3976 i 3987]

W KGHM w 2011 r. analizowano możliwość i celowość powołania grupy instalacji. Opierano się na analizie zleconej firmie Consus SA. Uzyskane wnioski wykazały, że powołanie grupy instalacji jest możliwe, ale w przypadku KGHM niecelowe i niekorzystne. Rekomendowane było natomiast centralne zarządzanie stroną finansową wszystkich instalacji spółki. Zgodnie z tą rekomendacją zastosowano indywidualne raportowanie każdej instalacji, przy centralnych zakupach uprawnień i centralnym rozliczaniu emisji, wykorzystując m.in. możliwość przekazywania uprawnień pomiędzy poszczególnymi rachunkami. Engineering Sp. z o.o. - firma doradcza podtrzymała opinie o niecelowości powoływania grupy instalacji.

[akta kontroli str. 4236-4239]

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

[akta kontroli str. 3940-3942 i 3976]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena częściowa

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

2. Dostosowanie organizacji działalności gospodarczej, powodującej emisję gazów cieplarnianych, do wymagań w zakresie wyznaczonych limitów emisji.

Opis stanu
faktycznego

Strategia KGHM na lata 2009-2018⁴¹ zawierała pięć priorytetów strategicznych. Dla celu: *Dywersyfikacja źródeł przychodu i stopniowe uniezależnianie się od zmian cen energii* założono zwiększenie udziału przychodów z innych źródeł niż podstawowa działalność m.in. poprzez inwestycje w branży energetycznej, np. budowa bloków gazowo-parowych w Głogowie i Polkowicach (które miały zaspokoić 25% potrzeb spółki na energię elektryczną), współpraca z partnerami branżowymi przy budowie elektrowni węglowej oraz wejście w energię wiatrową.

W dokumencie *Strategia energetyczna dla GK KGHM Polska Miedź SA – Podsumowanie działań strategicznych z 7 sierpnia 2012 r.* stwierdzono natomiast, że w zakresie realizacji celu strategicznego *Gospodarka niskoemisyjna* KGHM będzie dążyć do redukcji rocznego deficytu uprawnień do emisji CO₂ w GK KGHM [...] m.in. poprzez wymianę kotłów na nowoczesne jednostki o wysokiej sprawności, co miało skutkować mniejszym zużyciem węgla oraz poprzez zastąpienie części mocy wytwórczych paliwami o niższej emisyjności – biogazem i syngazem (realizowane w ramach celu optymalizacji kosztów energii). W 2014 r. emisja CO₂ z

⁴¹ Zatwierdzona przez Radę Nadzorczą w dniu 23 lutego 2009 r.

czterech instalacji prowadzonych przez Energetykę zmniejszyła się o 92,3 tys. Mg w porównaniu do 2013 r. natomiast emisja CO₂ w 2013 r. z tych instalacji była mniejsza o 35,0 tys. Mg w stosunku do emisji w 2012 r.⁴²

[...]

Dotychczasowe działania KGHM w zakresie redukcji emisji CO₂ obejmowały m.in. budowę bloków gazowo-parowych, które docelowo miały zastąpić część produkcji z bardziej emisyjnych elektrociepłowni oraz budowę pieca zawieszinowego w HM Głogów. W *Strategii Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (CSR) KGHM Polska Miedź SA do 2018 r.*⁴³ w *Kierunku I – Innowator przyjazny środowisku* wskazano dwa cele: *Dotrzymanie najwyższych standardów ochrony środowiska w celu minimalizacji oddziaływania na środowisko naturalne* i *Zbudowanie wizerunku KGHM jako firmy podejmującej innowacyjne działania na rzecz środowiska naturalnego*. W pierwszym celu jako działanie wskazano m.in. prowadzenie działań w celu zmniejszenia emisji CO₂. Miernikiem miało być obniżenie emisji bezpośredniej gazów cieplarnianych na jednostkę produkcji o 19%, w drugim jako działanie wskazano m.in. wykorzystanie odpadów GK KGHM do produkcji energii w instalacji termicznej, podejmowanie inwestycji w odnawialne źródła energii i wykorzystanie terenów przemysłowych KGHM do uprawy biomasy. Jako miernik wskazano ilość energii pozyskiwanej z nowych odnawialnych źródeł energii na poziomie 720 000 GJ.

[akta kontroli str. 3745-3764]

Do KPI zakwalifikowane zostały dwa zadania: „Nowy blok gazowo-parowy w Głogowie” (KPI nr PL-\$-308) oraz „Nowy blok gazowo-parowy w Polkowicach” (KPI nr PL-\$-307).

Projekt inwestycyjny *Budowa bloku gazowo-parowego w wysokosprawnej kogeneracji przez KGHM Polska Miedź SA w Głogowie* zakładał uzyskanie pozwolenia na budowę do 31 marca 2010 r., rozpoczęcie prac w styczniu 2011 r. i oddanie bloku do eksploatacji 31 grudnia 2012 r. Przewidywano poniesienie nakładów inwestycyjne w kwocie 256 000 tys. zł, w tym na: turbozespoły gazowe, turbozespoły parowe i kotły odzyskowe – 103 550 tys. zł, generalne wykonawstwo – 90 128,4 tys. zł., rozbudowę i modernizację rozdzielni GSE – 12 961,9 tys. zł, rurociągi gazowe – 4 904,4 tys. zł i koszt inwestora (dokumentacja, decyzje, nadzór inwestorski itp.) – 10 500,0 tys. zł. Przewidziano również rezerwę budżetową w kwocie 20 000,0 tys. zł. Nakłady obejmowały także kwoty nie związane wyłącznie z budową BGP, ale również parce związane z modernizacją istniejących układów energetycznych. Realizacja inwestycji miała przyczynić się⁴⁴ do obniżenia emisji CO₂ (z 220 000 Mg/rok do 115 000 Mg/rok), zwiększenia produkcji energii elektrycznej (z 220 000 MWh/rok do 247 000 MWh/rok) i zmniejszenia emisji jednostkowej CO₂ (z 1,0 Mg/MWh do 0,46 Mg/MWh). BGP przewidziany był do pracy jako awaryjne źródło zasilania. Łączne nakłady inwestycyjne wyniosły 257 237,2 tys. zł (100,5% kosztów wskazanych w projekcie inwestycyjnym).

Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego w Głogowie udzielił w dniu 15 października 2013 r. pozwolenia na użytkowanie „Bloku gazowo-parowego o wysokosprawnej kogeneracji w Głogowie”. Prezes Urzędu Dozoru Technicznego zezwolił na eksploatację obu kotłów w dniu 20 grudnia 2013 r. (tj. 12 miesięcy po terminie przewidzianym w projekcie inwestycyjnym). Inwestycja została oddana do eksploatacji w dniu 8 lipca 2014 r.

[akta kontroli str.3437 i 3556-3566]

⁴² Nie wzięto pod uwagę emisji przekazanej z Hut Miedzi (w latach 2013-2014).

⁴³ Wersja z 12 grudnia 2014 r.

⁴⁴ W porównaniu do wielkości osiągniętych przez E-3 Głogów.

Projekt inwestycyjny *Budowa bloku gazowo-parowego w wysokosprawnej kogeneracji przez KGHM Polska Miedź SA w Polkowicach* zakładał uzyskanie pozwolenia na budowę do 19 lutego 2010 r., rozpoczęcie prac w styczniu 2011 r. i oddanie bloku do eksploatacji 31 października 2012 r. Przewidywano poniesienie nakładów inwestycyjnych w kwocie 247 000,0 tys. zł, w tym na: turbozespoły gazowe, turbozespoły parowe i kotły odzyskowe – 103 550 tys. zł, generalne wykonawstwo – 95 263,3 tys. zł., rozbudowę i modernizację SUW (własność spółki Energetyka) – 6 224,9 tys. zł, wyprowadzenie mocy – 11 461,8 tys. zł i koszt inwestora (dokumentacja, decyzje, nadzór inwestorski itp.) – 10 500,0 tys. zł. Zagwarantowano rezerwę budżetową w kwocie 20 000,0 tys. zł. Nakłady obejmowały również kwoty nie związane wyłącznie z budową BGP, ale również prace związane z modernizacją istniejących układów energetycznych. Największą pozycję stanowiło wyprowadzenie mocy do Oddziału Zakłady Górnicze Rudna oraz modernizacja Stacji Uzdatniania Wody spółki Energetyka. Realizacja inwestycji miała przyczynić się do: zwiększenia produkcji energii elektrycznej (z 40 000 MWh/rok do 313 895 MWh/rok) i zmniejszenia emisji jednostkowej CO₂ (z 2,5 Mg/MWh do 0,46 MWh). BGP przewidziany był do pracy jako awaryjne źródło zasilania. Łączne nakłady inwestycyjne wyniosły 217 795 tys. zł (88,2% kosztów wskazanych w projekcie inwestycyjnym)

Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego w Polkowicach udzielił pozwolenia na użytkowanie „Blok parowo-gazowego wraz z infrastrukturą” w dniu 17 czerwca 2013 r.⁴⁵ Prezes Urzędu Dozoru Technicznego zezwolił na eksploatację obu kotłów parowych w dniu 4 listopada 2013 r. (tj. 12 miesięcy po terminie przewidzianym w projekcie inwestycyjnym). Inwestycja została oddana do eksploatacji w dniu 5 listopada 2013 r.

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 emisji⁴⁶ żadnej z instalacji, tj. PGB w Głogowie i BGP w Polkowicach nie przydzielono bezpłatnych uprawnień na III okres rozliczeniowy (na lata 2012-2020).

[akta kontroli str. 3483, 3578-3594]

KGHM przekazał Ministrowi Środowiska trzy sprawozdania rzeczowo-finansowe z realizacji zadań inwestycyjnych, ujętych w KPI, tj. za okres: od 25 czerwca 2009 r. do 30 czerwca 2013 r., od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r. i od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r. Wszystkie sprawozdania uzyskały pozytywną opinię biegłego rewidenta, który nie wniósł uwag i zastrzeżeń do ich sporządzenia.

Zgodnie ze sprawozdaniami rzeczowo-finansowymi oba zadania inwestycyjne planowano zrealizować w latach 2011-2013, a nakłady inwestycyjne miały wynieść 315 130,8 tys. zł (BGP Głogów) oraz 253 928,8 tys. zł (BGP Polkowice).

Według stanu na 30 czerwca 2015 r. na realizację zadania inwestycyjnego BGP w Głogowie spółka poniosła wydatki (koszty kwalifikowane) na łączną kwotę 257 237,2 tys. zł (81,6% planu), w tym w szczególności na: dostawę turbozespołów gazowych – 44 791,8 tys. zł (83,3% planu), dostawę turbozespołów parowych – 21 472,0 tys. zł (85,4% planu), dostawę kotła odzysknicowego – 36 702,8 tys. zł (84,2%), pełnienie funkcji inżyniera kontraktu – 3 476,3 tys. zł (66,6%), koszty rozruchu – 12 071,3 tys. zł (54,5%), generalne wykonawstwo – 131 363,7 tys. zł

⁴⁵ Decyzja Nr 17/2013.

⁴⁶ Dz. U. z 2014 r. poz. 472 ze zm. Dalej: rozporządzenie z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną.

(84,6%) i koszty pośrednie przygotowania i realizacji inwestycji – 7 359,3 tys. zł (73,8%). Wysokość poniesionych kosztów inwestycyjnych w cenach z 2010 r. (kwalifikowanych do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji za III okres rozliczeniowy) wyniosła 255 246,9 tys. zł (63 811,8 tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną dla EC-3 Głogów w liczbie 318 001 (w latach 2013-2015) i EC-2 Polkowice w liczbie 9 580 (w 2015 r.). Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła 240 101,6 tys. zł (58 052,8 tys. euro).

Na realizację zadania inwestycyjnego BGP w Polkowicach spółka poniosła wydatki (koszty kwalifikowane) na łączną kwotę 217 794,8 tys. zł (85,8% planu), w tym w szczególności na: dostawę turbozespołów gazowych – 47 389,8 tys. zł (90,9% planu), dostawę turbozespołów parowych – 21 372,0 tys. zł (90,9% planu), dostawę kotła odzysknicowego – 36 024,6 tys. zł (90,9%), pełnienie funkcji inżyniera kontraktu – 2 733,3 tys. zł (90,0%), koszty rozruchu – 8 572,7 tys. zł (59,0%), generalne wykonawstwo – 95 909,8 tys. zł (83,3%) i koszty pośrednie przygotowania i realizacji inwestycji – 5 792,6 tys. zł (85,8%). Wysokość poniesionych kosztów inwestycyjnych w cenach z 2010 r. (kwalifikowanych do zbilansowania z wartością planowanych do przydzielenia uprawnień do emisji za III okres rozliczeniowy) wyniosła 215 675,6 tys. zł (53 918,9 tys. euro). Poniesionymi nakładami inwestycyjnymi zbilansowano bezpłatne uprawnienia przyznane w rozporządzeniu z 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną dla EC-1 Lubin w liczbie 67 529 (w latach 2013-2015), EC-2 Polkowice w liczbie 28 143 (w latach 2013-2015) i EC-4 Legnica w liczbie 33 946 (w latach 2013-2014). Nadwyżka kosztów inwestycyjnych (do wykorzystania do zbilansowania z wartością uprawnień do emisji w następnych latach okresu rozliczeniowego – po 2015 r.) wyniosła 209 388,2 tys. zł (52 347,1 tys. euro).

[akta kontroli str. 3501-3550, 3663-3742, 3779-3920]

Pismem z dnia 10 września 2015 r. KGHM zwrócił się do Ministerstwa Środowiska o zatwierdzenie wskaźników zgodności dla obu zadań inwestycyjnych. Wskaźniki dla obu zadań były identyczne i odnosiły się do emisyjności określonej jako ilość wyemitowanego CO₂ (w Mg) w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej (MWh) przy użyciu jako paliwa gazu ziemnego ze złóż lokalnych. Wartość wskaźnika CO₂ po realizacji inwestycji miała się mieścić w przedziale od [...]

W wyniku przeprowadzonej przez firmę Lloyd's Register (Polska) Sp. z o.o. weryfikacji, [...]. Oba wskaźniki mieściły się w granicach podanych we wniosku o zatwierdzenie wskaźników zgodności złożonym do Ministerstwa Środowiska. Do dnia zakończenia czynności kontrolnych KGHM nie otrzymał informacji o zatwierdzeniu wskaźników zgodności.

[akta kontroli str. 3447-3487]

Jednostkowy koszt redukcji emisji, obliczony jako wskaźnik efektywności kosztowej⁴⁷ dla inwestycji BGP w Polkowicach i BGP w Głogowie kształtowały się na poziomie odpowiednio 4 552,2 zł na tonę emisji CO₂ oraz 1 766,2 zł na tonę emisji CO₂.

[akta kontroli str. 3952-3955]

⁴⁷ Iloraz sumy zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, pomniejszonych o ewentualne przychody i oszczędności oraz sumy efektów ekologicznych (ilości zredukowanej emisji zanieczyszczeń).

W ramach realizacji zadań nie ujętych w KPI, ale mających wpływ na ograniczenie emisji CO₂ Energetyka w latach 2008-2011 przeprowadziła na terenie EC-3 Głogów inwestycję związaną z modernizacją kotłów parowych węglowych na ściany szczelne (nr 6 i 7). Całkowity koszt inwestycji (sfinansowanej w oparciu o kredyt komercyjny) wyniósł 57 321,4 tys. zł. W wyniku modernizacji uzyskano m.in. wyższą sprawność i wydajność kotłów (oszczędność w zużyciu paliwa oraz energii), kotły parowe przystosowano do współspalania gazu ziemnego z gazem gardzielowym (przed modernizacją spalano węgiel i gaz gardzielowy) co pozwoliło na zmniejszenie emisji CO₂ (w latach 2011-2014 o 58 718 Mg średniorocznie) oraz podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego KGHM.

akta kontroli str. 3979-3981]

Spółkom Energetyka i WPEC Legnica⁴⁸ na lata 2008-2012 na podstawie *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji*⁴⁹ przyznano łącznie dla pięciu instalacji 2 958 065 bezpłatnych uprawnień (w tym dla czterech instalacji Energetyki – 2 430 980 i jednej instalacji WPEC Legnica – 527 085). Rzeczywista emisja CO₂ w tych latach wyniosła 3 167 136 Mg. Niedobór przyznanych bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji dla pięciu instalacji wyniósł 209 071 (w tym dla instalacji prowadzonych przez Energetykę – 203 146 i dla instalacji prowadzonej przez WPEC Legnica – 5 925).

Spółka Energetyka pokryła niedobór uprawnień w okresie 2008-2011 korzystając z uprawnień przyznanych na lata następne, a w 2012 r. i 2013 r. dokonała zakupu łącznie 154 527 jednostek EUA za kwotę [...] oraz 46 619 jednostek ERU/CER za łączną kwotę [...].

Na lata 2013-2014 instalacjom prowadzonym przez spółki GK KGHM na podstawie *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r. wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji*⁵⁰ oraz *rozporządzenia z 2014 w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną* przyznano łącznie 3 669 470 bezpłatnych uprawnień (w tym instalacją prowadzonym przez KGHM – 1 131 094 bezpłatnych uprawnień, instalacjom prowadzonym przez Energetykę – 2 430 980 bezpłatnych uprawnień i instalacji prowadzonej przez WPEC Legnica – 527 085 bezpłatnych uprawnień). Rzeczywista emisja CO₂ w tych latach wyniosła 3 792 043 Mg. Niedobór przyznanych bezpłatnych uprawnień w stosunku do rzeczywistej emisji dla posiadanych przez Spółki GK KGHM instalacji wyniósł 122 573 uprawnienia, w tym dla instalacji posiadanych przez Energetykę – 237 869 uprawnień i dla instalacji prowadzonych przez WPEC Legnica – 40 611 uprawnień. W przypadku instalacji posiadanych przez KGHM wystąpiła nadwyżka uprawnień w ilości 155 907.

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

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

⁴⁸ Dla instalacji: Centralna Ciepłownia w Legnicy.

⁴⁹ Dz. U. Nr 202, poz. 1248, ze zm. Dalej: *rozporządzenie z 2008 r. w sprawie KPRU*.

⁵⁰ Dz. U. z 2014 r., poz. 439 ze zm.

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

3. Efekty dostosowania działalności gospodarczej do wymogów PEK z uwzględnieniem jego wpływu na koszty produkcji.

Opis stanu faktycznego

W związku z wypełnianiem obowiązków wynikających z postanowień PEK Spółki GK KGHM poniosły łączne koszty w kwocie 486 923,1 tys. zł, w tym koszty administracyjne⁵¹ (m.in. opłaty za uczestnictwo w systemie, koszty prowadzenia rachunku uprawnień, opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza⁵²) w kwocie 4 567,3 tys. zł (w tym Energetyka – 36,3 tys. zł i KGHM – 4 567,3 tys. zł), koszty monitoringu i sprawozdawczości (m.in. koszty weryfikacji corocznych raportów o emisji) w kwocie 1 581,3 tys. zł (w tym Energetyka – 125,0 tys. zł i KGHM – 1 456,3 tys. zł), koszty usług zewnętrznych (m.in. doradczych) w kwocie 237,2 tys. zł (w tym Energetyka – 15,5 tys. zł i KGHM – 219,7 tys. zł), koszty realizacji zadań ujętych w KPI – 475 032,0 tys. zł. i koszty zakupu uprawnień [...]. Opłaty za wprowadzanie CO₂ do powietrza przekazane przez KGHM w latach 2013-2014 do Marszałka Województwa i do NFOŚiGW wyniosły 785,7 tys. zł.

[dowód: akta kontroli str. 3944-3946, 3974, 3978 i 3986]

Analizę kształtowania się wielkości emisji CO₂ z instalacji prowadzonych przez spółki GK KGHM w latach 2008-2014 przeprowadzono dla dwóch okresów: lata 2008-2012 (analizie poddano emisję z pięciu instalacji – cztery prowadzone przez Energetykę i jedną prowadzoną przez WPEC w Legnicy) i lata 2013-2014 (analizie poddano emisję z dziewięciu instalacji – uwzględniono cztery instalacje prowadzone przez KGHM).

Łączna rzeczywista emisja CO₂ w latach 2008-2012 wyniosła 3 167 136 Mg, w tym z instalacji prowadzonych przez Energetykę – 2 634 126 Mg, (83,2% łącznej emisji) i z instalacji prowadzonej przez WPEC Legnica – 533 010 Mg (6,8% łącznej emisji).

Emisja z instalacji należących do Energetyki z 481 571 Mg w 2008 r. wzrosła do 561 103 Mg w 2012 r. Największy wzrost emisji nastąpił z instalacji EC-1 Lubin z 67 756 Mg w 2008 r. do 165 659 Mg w 2012 r. (o 144,5%). Z instalacji EC-2 Polkowice emisja wzrosła z 104 535 Mg w 2008 r. do 147 068 Mg w 2012 r. (o 40,7%), a z instalacji E-4 Legnica z 57 039 Mg w 2008 r. do 70 643 Mg w 2012 r. (o 23,9%). Emisja CO₂ z instalacji E-3 Głogów w okresie 2008-2012 zmniejszyła się o 70,5% (z 252 241 Mg w 2008 r. do 177 733 w 2012 r.). Jednym z powodów spadku emisji w EC-Głogów była realizacja inwestycji dotyczącej modernizacji kotłów węglowych (nr 6 i 7).

Emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu – z instalacji EC-1 Lubin utrzymywała się w latach 2008-2012 na stałym poziomie (w 2008 r. wyniosła 116,4 kg/GJ a w 2012 r. – 115,8 kg/GJ), z instalacji EC-2 Polkowice wzrosła z 103,9 kg/GJ w 2008 r. do 112,8 kg/GJ w 2012 r., z instalacji EC-4 Legnica zwiększyła się z 41,6 kg/GJ w 2008 r. do 48,4 kg/GJ w 2012 r. a z instalacji EC-3 Głogów zmniejszyła się z 74,5 kg/GJ w 2008 r. do 50,5 kg/GJ w 2012 r.

Rzeczywista emisja z instalacji Ciepłownia Legnica w latach 2008-2012 zmniejszyła się z 107 823 Mg w 2008 r. do 100 319 Mg w 2012 r. a emisja na jednostkę produktu z 111 kg/GJ w 2008 r. do 105 kg/GJ.

⁵¹ W kosztach administracyjnych uwzględniono koszty wykazane przez Energetykę w latach 2008-2014 i KGHM w latach 2013-2014.

⁵² Wykazane przez KGHM.

W latach 2013-2014 rzeczywista emisja z dziewięciu instalacji należących do spółek GK KGHM utrzymywała się na zbliżonym poziomie i wyniosła 1 909 078 w 2013 r. i 1 882 965 w 2014 r., w tym z instalacji prowadzonych przez KGHM odpowiednio: 431 749 Mg i 543 434 Mg, z instalacji prowadzonych przez Energetykę: 1 372 107 Mg i 1 255 543 Mg i z instalacji prowadzonej przez WPEC Legnica: 105 222 Mg i 83 984 Mg. Wzrost łącznej emisji rzeczywistej z instalacji prowadzonych przez Energetykę w 2013 r. i w 2014 r. w porównaniu z 2008 r. odpowiednio o 885 911 Mg (o 184%) i 773 972 Mg (o 160,7%) a w porównaniu do 2012 r. odpowiednio o 811 004 Mg (o 144,5%) i 773 972 Mg (o 137,9%) wynikał z prawie czterokrotnego wzrostu emisji CO₂ z EC-3 Głogów i EC-4 Legnica.

Jak wynika z wyjaśnień Prezesa Zarządu spółki Energetyka Adama Witka od 1 stycznia 2013 r. systemem EU ETS została objęta HM Głogów i HM Legnica. Dostarczany przez HM Głogów do Elektrociepłowni EC-3 Głogów, a HM Legnica do Elektrociepłowni EC-4 Legnica, gaz gardzielowy jako paliwo gazowe, podlegający utylizacji w kotłach energetycznych, od 1 stycznia 2013 r. podlega rozliczeniu w systemie EU ETS. Stąd skokowy wzrost emisji CO₂ w przedmiotowych instalacjach poczynawszy od 2013 r. w stosunku do lat poprzednich (2008-2012), kiedy to powyższa emisja CO₂ była pomijana w rozliczeniach w systemie EU ETS.

Emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu z instalacji EC-1 Lubin zmniejszyła się w latach 2013-2014 z 110,6 kg/GJ w 2013 r. do 105,8 kg/GJ w 2014 r. (w stosunku do 2008 r. zmniejszyła się w 2014 r. o 9,1%), z instalacji EC-2 Polkowice wzrosła z 109,1 kg/GJ w 2013 r. do 111,7 kg/GJ w 2014 r. (w stosunku do 2008 r. wzrosła w 2014 r. o 7,5%), z instalacji E-3 Głogów utrzymywała się na niezmiennym poziomie i wyniosła 234,4 kg/GJ w 2013 r. i 234,4 kg/GJ w 2014 r. (w stosunku do 2008 r. wzrosła w 2014 r. o 214,6%, tj. z 74,5 kg/GJ w 2008 r. do 234,4 kg/GJ w 2014 r.) i z instalacji EC-4 Legnica zmniejszyła się z 190,6 kg/GJ w 2013 r. do 184,8 kg/GJ w 2014 r. (w stosunku do 2008 r. wzrosła w 2014 r. o 344,2%, tj. z 41,6 kg/GJ w 2008 r. do 184,8 kg/GJ w 2014 r.).

Emisja CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produktu z instalacji Ciepłownia Legnica z 107 kg/GJ w 2013 r. zmniejszyła się do 105 kg/GJ w 2014 r. (w stosunku do 2008 r. w 2014 zmniejszyła się o 5,4%).

[dowód: akta kontroli str. 3928-3942, 3960-3962, 3973 i 3982]

Udział kosztów związanych z wypełnianiem obowiązków wynikających z PEK [...]. Jak wynika z wyjaśnień KGHM w przypadku hutnictwa miedzi, podobnie jak innych metali nieżelaznych, koszty emisji CO₂ przekładają się bezpośrednio na obniżenie konkurencyjności. Ceny miedzi ustalane są przez rynek globalny (giełdy metali) i nie ma możliwości przerzucenia zwiększonych kosztów (wynikających z PEK) na klienta. Jest to sytuacja zdecydowanie różna od sektorów, gdzie koszty emisji przerzucane są na odbiorcę wyrobu (np. energii elektrycznej). Planowane uruchomienie nowego pieca zawieszinowego w HM Głogów i zamknięcie trzech pieców szybowych spowoduje obniżenie emisji bezpośredniej z tej instalacji technologicznej o około 50%. Darmowe uprawnienia do emisji CO₂ będą potencjalnie możliwe na zasadach jak dla nowych instalacji. Jednocześnie Energetyka spalając obecnie eksportowany gaz gardzielowy z pieców szybowych, najprawdopodobniej utraci bezpłatne uprawnienia. Ten szczególny przypadek jest mniej korzystny niż stałe bezpłatne uprawnienia dla instalacji, która obniża emisję w wyniku modernizacji. Ponadto planowany stopniowy wzrost produkcji nie wiąże się z dodatkowymi uprawnieniami do emisji dla tej produkcji. Dlatego też europejski sektor metali nieżelaznych postuluje większe powiązanie przydziałów bezpłatnych uprawnień z wielkością produkcji.

Jak wynika z oszacowania spółki Energetyka w latach 2008-2014 udział kosztów związanych z wypełnianiem obowiązków wynikających z PEK w jednostkowym koszcie sprzedaży energii elektrycznej stanowił od 1,57 zł/MWh do 0,37 zł/MWh (tj. od 0,8% do 0,2%), a w jednostkowym koszcie sprzedaży energii cieplnej od 0,20 zł/GJ do 0,22 zł/GJ (tj. 0,01%). Natomiast w latach 2016-2020 koszt ten wyniesie [...].

Jak wynika z wyjaśnień Pełnomocnika Zarządu WPEC Legnica [...] ⁵³ z uwagi na fakt, iż z II okresu rozliczeniowego (lata 2008-2012) zaoszczędzona została pewna liczba uprawnień, konieczność zakupu brakujących uprawnień dla Ciepłowni Legnica wystąpi dopiero od 2018 r., a szacowany koszt zakupu w latach 2018-2020 to [...].

[dowód: akta kontroli str. 3947-3951, 3997, 3991 i 4240]

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena częściowa

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

IV. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 54 *ustawy z dnia 24 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*⁵⁴ 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.

Warszawa, dnia 1 kwietnia 2016 r.

Kontroler
Jolanta Roter
główny specjalista kp.
(-)

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor
z up. Michał Wilkowicz
Wicedyrektor
(-)

⁵³ Na podstawie art. 5 ust. 2 *ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej* (Dz.U. z 2015 r. poz. 2058, ze zm.) i art. 6 ust. 1 *ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych* (Dz.U. z 2016 r. poz. 922) NIK wyłączyła jawność informacji w zakresie danych osobowych. Wyłączenia tego dokonano w interesie osoby fizycznej.

⁵⁴ Dz. U. z 2015r., poz. 1096.

I