



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Krakowie

LKR.410.027.01.2015

P/15/021

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Krakowie

ul. Łobzowska 67, 30-038 Kraków

T +48 12 342 34 00, F +48 12 342 34 44

lkr@nik.gov.pl

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 Delegatura w Krakowie
Kontroler	Mariusz Pindral, specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr 97835 z 29 września 2015 r. (dowód: akta kontroli str. 1-2)
Jednostka kontrolowana	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A., ul. Sienna 4, 33-100 Tarnów (zwane dalej <i>MPEC</i> lub <i>Spółką</i>).
Kierownik jednostki kontrolowanej	Krzysztof Rodak, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Tarnowie. (dowód: akta kontroli str. 5)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie¹ działania MPEC w zakresie dostosowania swojej działalności do wymogów pakietu energetyczno-klimatycznego w okresie objętym kontrolą (2008 r. – I półrocze 2015 r.).

Uzasadnienie oceny ogólnej

MPEC posiadało jedną instalację objętą systemem handlu uprawnieniami do emisji. W ramach eksploatowanej instalacji wytwarzano przede wszystkim energię ciepłą, a także energię elektryczną, której produkcję zaniechano w 2014 r., ze względów ekonomicznych. Spółka uzyskała stosowne pozwolenia z zakresu ochrony środowiska, niezbędne do funkcjonowania tej instalacji oraz zezwolenia na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w art. 33 ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji² oraz w art. 40 ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych³. W kontrolowanym okresie limity emisji gazów (w tym dwutlenku siarki, dwutlenku azotu oraz dwutlenku węgla) i pyłów nie zostały przekroczone. Spółka terminowo przekazywała Krajowemu Ośrodkowi Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej: *KOBiZE*) informacje niezbędne do opracowania Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień, a przekazane dane spełniały wymogi § 2 ust. 1 pkt 1-8 rozporządzenia Ministra Środowiska z 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji⁴. Były one tożsame z informacjami zawartymi m.in. w corocznych sprawozdaniach Zarządu, sprawozdaniach statystycznych oraz sprawozdaniach przekazywanych do Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: *URE*). MPEC przekazywało również do KOBiZE terminowo informacje o wielkości emisji za lata 2005–2009, na podstawie art. 20 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Spółka wywiązała się z obowiązku opracowania planu monitorowania emisji dwutlenku węgla (CO₂) dla posiadanej instalacji.

¹ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

² Dz. U. z 2004 r., Nr 281, poz. 2784 ze zm. – ustawa obowiązywała do 20 czerwca 2011 r. (dalej: *ustawa z 2004 r. o handlu uprawnieniami*).

³ Dz. U. z 2011 r., Nr 122, poz. 695 ze zm. – ustawa obowiązywała do 8 września 2015 r. (dalej: *ustawa z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*).

⁴ Dz. U. z 2011 r., Nr 154, poz. 914 – rozporządzenie uchylone z dniem 9 września 2015 r.

Kontrole przeprowadzone przez Małopolskiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska w Krakowie (dalej: WIOŚ) nie stwierdziły nieprawidłowości związanych z monitorowaniem wielkości emisji CO₂. W latach 2008–2014 weryfikator oraz Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (dalej: KASHUE) lub KOBIZE nie zgłaszał pisemnych uwag do sporządzanych przez MPEC rocznych raportów o emisji CO₂.

W kontrolowanym okresie Spółka nie realizowała inwestycji, których bezpośrednim celem byłaby redukcja emisji. Jednak w swoich strategiach Spółka planowała działania zmierzające do utrzymania pozycji konkurencyjnej w warunkach realizacji Pakietu Klimatyczno-Energetycznego (dalej: PEK). Zaplanowano realizację programu *Modernizacja sieci i węzłów ciepłych zasilanych z elektrociepłowni Piaskówka*, w ramach którego wykonano m.in. projekt *Ograniczenie strat i poprawa dostaw ciepła poprzez modernizację sieci ciepłowniczej w Tarnowie*. Szacowano, że realizacja projektu zaoszczędzi energię ciepłą w wysokości 57 956,41 GJ/rok oraz ograniczy emisję gazów i pyłów do powietrza⁵. Planowane koszty realizacji projektu miały wynieść 56 214,9 tys. zł, w tym udział środków unijnych 30 868,5 tys. zł. Obecnie trwa faza rozliczenia finansowego projektu w celu uzyskania ostatniej transzy dofinansowania ze środków unijnych. Kontrola losowo wybranych pozycji wydatków nie wykazała nieprawidłowości. Wszystkie poniesione koszty związane były z realizowanym projektem, a ich wydatkowanie poprzedzone zostało stosowną procedurą, mającą zapewnić wybór najkorzystniejszej oferty.

Zarząd MPEC zgłosił do Krajowego Planu Inwestycyjnego (dalej: KPI) dwa zadania, tj.: *Spalarnię śmieci* oraz *Rozbudowę Eco 10 MW – gaz*. Realizacja tych zadań rozważana była przez Spółkę już w okresie wcześniejszym, a ich zgłoszenie do KPI związane było z faktem, że efektem towarzyszącym wymienionych inwestycji miało być również ograniczenie emisji CO₂. Do 3 listopada 2015 r. żadna z wyżej wymienionych inwestycji nie została rozpoczęta. Inwestycja pn. *Spalarnia śmieci* została odłożona w czasie ze względu na zmianę przepisów, które spowodowały, że decyzja o budowie spalarni śmieci leży w gestii władz samorządowych szczebla gminnego i wojewódzkiego. Natomiast Spółka na razie wycofała się z inwestycji pn. *Rozbudowa Eco 10 MW – gaz* ze względów ekonomicznych. Zmiana zewnętrznych uwarunkowań ekonomicznych (w szczególności wzrost cen gazu) uczyniła omawianą inwestycję nieopłacalną. Niemniej jednak MPEC monitoruje sytuację na rynku paliw i w przypadku wystąpienia korzystnej relacji cenowej dla wytwarzania ciepła z zastosowaniem paliw gazowych wymieniona inwestycja będzie mogła zostać rozpoczęta.

W kontrolowanym okresie Spółka wykonywała transakcje sprzedaży nieodpłatnych uprawnień EUA⁶ oraz ich odkupu po niższej cenie. Rentowność transakcji została odpowiednio zabezpieczona. W wyniku ich realizacji Spółka osiągnęła zysk w wysokości 337,2 tys. zł. Spółka dokonywała również zakupu jednostek CER⁷ w celu umorzenia lub zamiany na jednostki EUA. W latach 2008–2012 MPEC zakupiło 61 579 jednostek za kwotę 3 334,9 tys. zł. MPEC prowadziło racjonalną politykę nabywania i sprzedaży uprawnień, która pozwalała pokryć emisję rzeczywistą posiadanymi uprawnieniami.

Udział kosztów emisji w jednostkowym koszcie wytworzenia ciepła wahał się od 2,3% do 11,3% i był zależny od tego, czy emisję rzeczywistą umarzono bezpłatnymi uprawnieniami, czy też uprawnieniami, które Spółka nabyła w sposób komercyjny.

Mimo pozytywnej oceny działań Spółki w kontrolowanym okresie NIK dostrzega ryzyko finansowe wynikające z konieczności dostosowania działalności do wymogów PEK. Według szacunków Spółki możliwość umarzania emisji CO₂ przy wykorzystaniu jedynie bezpłatnych uprawnień wyczerpie się w 2017 r. Po tym okresie MPEC zmuszone będzie albo do

⁵ Zakładane ograniczenie emisji miało dotyczyć: tlenków siarki o 28 143 kg/rok, tlenków azotu o 10 975 kg/rok, tlenków węgla o 1 628 kg/rok, pyłów o 2 824 kg/rok oraz dwutlenku węgla o 6 453 928 kg/rok.

⁶ EUA (ang. European Union Allowances) – uprawnienie do wprowadzenia do powietrza CO₂, które służy do rozliczania wielkości emisji w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (1 EUA oznacza prawo do emisji 1 tony CO₂).

⁷ CER (ang. Certified Emission Reduction) – jednostka zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych, poświadczająca jednostkami redukcji emisji CO₂ przyznawanymi zgodnie z zasadami Protokołu z Kioto redukcję emisji. Od 2005 r. jednostki CER mogą być użyte przez instalacje działające w ramach Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

realizacji inwestycji, które obniżą emisję gazów cieplarnianych, albo do zakupu części bądź całości uprawnień do emisji na wolnym rynku, co w obu przypadkach wymagało będzie znacznych nakładów finansowych. Warto zaznaczyć, że rezygnacja z wariantu inwestycyjnego i konieczność zakupu przez Spółkę wszystkich uprawnień do emisji CO₂ na aukcji, przy obecnej cenie jednostek EUA (7 euro) i wielkości emisji MPEC na poziomie ok. 100 000 Mg/rok, oznaczać będzie konieczność poniesienia wydatków rzędu 3 mln zł, a według prognozy MPEC koszty te mogą wynieść po 2020 r. nawet ponad 4 mln zł rocznie. Niezależnie od przyjętej przez Spółkę strategii zarządzania emisją CO₂ podjęte w przyszłości działania najprawdopodobniej wpłyną na podniesienie kosztów dostarczanej energii ciepłej dla mieszkańców Tarnowa.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Realizacja obowiązków wynikających z postanowień PEK

Opis stanu
faktycznego

1.1. W kontrolowanym okresie MPEC posiadało jedną instalację (w rozumieniu art. 3 pkt 6 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska⁸), w stosunku do której Spółka zobowiązana była uzyskać pozwolenie zintegrowane oraz decyzję do uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji. Instalacji o nazwie *Elektrociepłownia Piaskówka* (dalej: *EP*) nadano numer PL-0214-05 Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (dalej: *KPRU*) oraz nr PL000000000000628 Krajowych Środków Wykonawczych (dalej: *KŚW*). Przedmiotem jej działalności była produkcja energii ciepłej na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej, służącej użytkownikom do celów ogrzewania pomieszczeń i uzyskiwania ciepłej wody użytkowej, a także produkcja energii elektrycznej. Źródłami energii ciepłej były:

- 1) Trzy kotły opalane miałem węglowym:
 - typ - WR-25-014 S o wydajności nominalnej 38 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 45,8 MWt), rok budowy 1978, zmodernizowany w 2003 r.,
 - typ - WR-25-014 M o wydajności 30 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 36,1 MWt), rok budowy 1977, zmodernizowany w 1996 r.,
 - typ - WR-25-014 M o wydajności 30 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 36,1 MWt), rok budowy 1977, zmodernizowany w 1995 r.
- 2) Dwa kotły gazowo-olejowe:
 - typ - Omniblock DWH-1850-16 (BABCOCK) o wydajności 20 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 21,3 MWt), rok budowy 1999,
 - typ - Omniblock DWH-1850 (BABCOCK) o wydajności 20 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 21,3 MWt), rok budowy 1999.
- 3) Jeden kocioł odzysknicowy skojarzony z turbiną gazową typu COMECO NFE 321006, pionowy przepływowy z dopalaniem gazu o wydajności cieplnej 10,0 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 11,4 MWt), rok budowy 2002. Instalacja wyposażona była w turbinę typu CX501 KB5 (ROLLS ROYCE) o mocy cieplnej 6,9 MW, rok budowy 2002 oraz generator typu LSA56 Bm 8/4 o mocy elektrycznej netto 3,75 MW, rok budowy 2002.

Łączna moc zainstalowanych źródeł ciepła w instalacji wynosiła 148,0 MW (moc liczona z wartości opałowej paliwa: 172,0 MWt). Źródłem energii elektrycznej był generator turbozespołu.

(dowód: akta kontroli str. 18-21)

Emisja do powietrza z instalacji charakteryzowała się tym, że był to główny strumień emisji do środowiska, powodowany procesem spalania paliw. Spaliny z kotłów węglowych kierowane były na urządzenia odpylające, które zatrzymywały od 93% do 97 % pyłu unoszonego z paleniska. Oczyszczone gazy kierowane były do jednego wspólnego komina żelbetowego o wysokości 120 m, który był głównym emitorem zanieczyszczeń z instalacji. Spaliny z kotłów opalanych gazem ziemnym lub olejem opałowym kierowane były

⁸ Dz. U. z 2013 r., poz. 1232 ze zm. (dalej: *Prawo ochrony środowiska*).

bezpośrednio do kominów stalowych (każdy z dwóch kotłów miał swój odrębny komin) o wysokości 37 m. Gorące spaliny z turbiny gazowej kierowane były do kotła odzysknicowego (odzyskującego energię cieplną) i po schłodzeniu do komina stalowego o wysokości 37 m.

(dowód: akta kontroli str. 18-21)

Zgodnie z warunkami określonymi w pozwoleniu zintegrowanym, wydanym przez Prezydenta Miasta Tarnowa⁹, roczne limity emisji gazów i pyłów do powietrza wyniosły m.in.:

- dla dwutlenku siarki (SO₂): 476,8 Mg/rok w latach 2008–2009 oraz 561,6 Mg/rok w latach 2010–2015,
- dla dwutlenku azotu (NO₂): 278,4 Mg/rok w latach 2008–2009, 259 Mg/rok w latach 2010–2011 oraz 258,998 w latach 2012–2015,
- dla pyłów: 175,10 Mg/rok w latach 2008–2009, 132,2 Mg/rok w latach 2010–2011 oraz 132,153 Mg/rok w latach 2012–2015.

(dowód: akta kontroli str. 155, 25, 27-106)

Wymienione powyżej gazy i pyły nie były objęte Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji (dalej: *EU ETS* lub *ETS*). Wielkość emisji tych substancji w skrajnych latach okresu objętego kontrolą NIK kształtowała się następująco:

- dla SO₂ w 2008 r. wyniosła 397 Mg, a w 2014 r. 43,71 Mg (w przeliczeniu na jednostkę wytworzonego surowca w 2008 r. wyniosła 0,36 kg/GJ, a w 2014 r. 0,54 kg/GJ),
- dla NO₂ w 2008 r. wyniosła 127 Mg, a w 2014 r. 117,91 Mg (w przeliczeniu na jednostkę wytworzonego surowca w 2008 r. wyniosła 0,12 kg/GJ, a w 2014 r. 0,14 kg/GJ),
- dla pyłu w 2008 r. wyniosła 102 Mg, a w 2014 r. 82,21 Mg (w przeliczeniu na jednostkę wytworzonego surowca w 2008 r. wyniosła 0,09 kg/GJ, a w 2014 r. 0,09 kg/GJ).

(dowód: akta kontroli str. 155, 25-26)

W latach 2008–2013 EP wytwarzała ciepło oraz prąd elektryczny o łącznej mocy od 1 016 309 GJ do 1 260 724 GJ. W okresie 2014 r. – I półrocze 2015 r. EP wytwarzała jedynie energię cieplną o wartości 844 072 GJ w 2014 r. oraz 523 071 GJ w I półroczu 2015 r. W pozwoleniu zintegrowanym nie oznaczono terminu zakończenia eksploatacji instalacji. Pozwolenie wydano na czas nieoznaczony. Nie miało miejsca cofnięcie lub ograniczenie pozwolenia. Wiceprezes ds. technicznych MPEC wyjaśnił, że nie przewiduje się aby w przyszłości eksploatacja elektrociepłowni w sposób znaczący zwiększyła oddziaływanie (emisję) na środowisko. Nie przewiduje się również ograniczenia lub zakończenia eksploatacji instalacji.

(dowód: akta kontroli str. 21, 26, 527)

MPEC uzyskało zezwolenia na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w art. 33 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami oraz w art. 40 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

(dowód: akta kontroli str. 108-152)

W okresie objętym kontrolą emisje rzeczywiste poszczególnych substancji wprowadzanych do powietrza mieściły się w następujących przedziałach:

- dla SO₂ od 230,25 Mg/rok do 467,62 Mg/rok,
- dla tlenków azotu (NO_x) od 476,8 Mg/rok do 561,6 Mg/rok,
- dla pyłów od 8,37 Mg/rok do 113,62 Mg/rok,
- dla tlenku węgla od 33,7 Mg/rok do 119 Mg/rok,
- dla pyłów zawieszonych PM10 od 3 Mg/rok do 62 Mg/rok,
- dla sadzy 1 Mg/rok,
- dla benzo(a)pirenu od 0,001 Mg/rok do 0,02 Mg/rok.

W latach 2008–2015 nie doszło do przekroczenia limitów emisji do powietrza ww. substancji.

⁹ Pozwolenie nr WGK.B.VIII.7670/1/05 z 30 grudnia 2005 r., zmienione decyzjami: nr WGK.B.V/7670/1/07/08 z 28 stycznia 2008 r., WGK.B.V7670/1/09/10 z 26 marca 2010 r., SO-OŚ.6223.1.2011.JP z 30 grudnia 2011 r., WOŚ.6223.1.2014.JP z 2 grudnia 2014 r.

Emisja CO₂ w kontrolowanym okresie mieściła się w przedziale od 86 828 Mg/rok do 118 389 Mg/rok.

(dowód: akta kontroli str. 620)

W okresie objętym kontrolą MPEC posiadało jedną instalację (EP), która spełniała kryteria o których mowa w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 lipca 2009 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji¹⁰ i rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 31 marca 2006 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji¹¹. Instalacja ta (EP), zgodnie z ww. rozporządzeniami traktowana była jako instalacja spalania z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MW.

(dowód: akta kontroli str. 18-21, 154)

1.2. W okresie 2008 r. – I półrocze 2015 r.:

- 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,
- funkcjonująca instalacja EP w całym okresie spełniała przesłanki objęcia jej systemem handlu uprawnieniami do emisji,
- nie ubiegano się o czasowe wyłączenie instalacji EP 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.

(dowód: akta kontroli str. 153, 266)

W dniu 6 maja 2009 r. MPEC wystąpiło do Prezydenta Miasta Tarnowa o przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji CO₂, w ilości 16 288,47 Mg na 2009 r. oraz w ilości 25 574,77 Mg na każdy rok w latach 2010–2012. Wniosek uzasadniono przyłączeniem do sieci nowych odbiorców ciepła, co skutkowało zwiększeniem się wielkości produkcji z instalacji o ok. 150 tys. GJ w 2009 r., a tym samym wzrostem wielkości emisji o 16 288 Mg. W latach 2010–2012 wzrost wielkości produkcji wyniósłby ok. 236 GJ, a tym samym wzrosłaby wielkość emisji o 25 575 Mg. Pismem z 27 maja 2009 r. Prezydent Miasta Tarnowa zwrócił się do KASHUE o opinię w tej sprawie. W dniu 12 listopada 2009 r. KASHUE wydał postanowienie nr KA-6001-0214-POZ32-035525/09 o pozytywnym zaopiniowaniu przyznania MPEC dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ z krajowej rezerwy na lata 2008–2012 w liczbie 11 696 uprawnień średniorocznie na okres 2009–2012. Prezydent Miasta Tarnowa wydał w dniu 23 listopada 2010 r. decyzję przyznającą MPEC dodatkowe uprawnienia do emisji.

(dowód: akta kontroli str. 159-197, 693)

W dniu 18 lutego 2010 r. MPEC wystąpiło po raz kolejny do Prezydenta Miasta Tarnowa o przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji CO₂, w ilości 7 262 Mg na każdy rok w latach 2010–2012. Wniosek uzasadniono kolejnym przyłączeniem do sieci nowych odbiorców ciepła. W uzasadnieniu wskazano, że w latach 2010–2012 wzrost wielkości produkcji wyniesie ok. 69 tys. GJ, a tym samym wielkość emisji wzrośnie o 7 262 Mg. Pismem z dnia 9 marca 2010 r. Prezydent Miasta Tarnowa zwrócił się do KASHUE o opinię w tej sprawie. W dniu 23 czerwca 2010 r. KASHUE wydał postanowienie nr KA-6001-0214-P336-040569/10 o negatywnym zaopiniowaniu przyznania dodatkowych uprawnień do emisji. W uzasadnieniu do postanowienia napisano m.in., że przyłączenie do sieci dodatkowych odbiorców nie spowoduje wystąpienia w okresie 2010–2012 ponadplanowego wzrostu zapotrzebowania tej instalacji na uprawnienia. Ponadto zwrócono uwagę, że uwzględniając rzeczywistą emisję CO₂ z instalacji w latach 2008–2009 oraz

¹⁰ Dz. U. Nr 136, poz. 1120 – uchylone z dniem 21 czerwca 2011 r.

¹¹ Dz. U. Nr 60, poz. 429 ze zm. – uchylone z dniem 10 września 2009 r.

emisję, którą można przewidzieć z uwzględnieniem nowych podłączeń, łączna emisja w całym okresie 2008–2012 nie przekroczy liczby uprawnień przydzielonych instalacji na ten okres w KPRU oraz w decyzji Prezydenta Miasta Tarnowa z 23 listopada 2010 r.

(dowód: akta kontroli str. 198-210, 694)

1.3. W dniu 8 sierpnia 2011 r. MPEC przekazało KOBiZE informacje niezbędne do opracowania KPRU, o których mowa w art. 12 ust. 2 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Przekazane dane spełniały wymogi § 2 ust 1 pkt 1-8 rozporządzenia Ministra Środowiska z 25 lipca 2011 r. w sprawie informacji wymaganych do opracowania krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji i zawierały m.in. dane: identyfikujące instalację; dotyczące wielkości produkcji i wielkości emisji CO₂ za lata 2007–2010 oraz informacje o podjętych działaniach mających na celu obniżenie wielkości emisji CO₂ (rozbudowa sieci ciepłowniczej), a także o energii wprowadzonej w biomasie w latach 2007–2010; o rodzajach i wielkości zużytego paliwa oraz o procesach spalania i procesach technologicznych.

(dowód: akta kontroli str. 211-265)

Informacje przekazane do KOBiZE były tożsame z informacjami zawartymi w innych dokumentach MPEC, tj.:

- corocznych sprawozdaniach Zarządu z działalności przedsiębiorstwa, w części V *Ochrona środowiska naturalnego w MPEC w Tarnowie*,
- sprawozdaniach statystycznych G-03 *Sprawozdanie o zużyciu paliw i energii* oraz G-02b *Sprawozdanie bilansowe nośników energii i infrastruktury ciepłowniczej*, przekazywanych do Głównego Urzędu Statystycznego,
- sprawozdaniach URE-C1 *Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem* przekazywanych do URE.

(dowód: akta kontroli str. 267-306, 312-321)

W okresie objętym kontrolą MPEC nie wniosło uwag do projektu KPRU na lata 2008–2012 oraz 2013–2020 w ramach prac zainicjowanych po wejściu w życie ustaw dotyczących systemu handlu uprawnieniami do emisji.

W kontrolowanym okresie KOBiZE/KASHUE nie powiadamiał w bezpośredniej korespondencji MPEC o proponowanych rocznych przydziałach uprawnień do emisji dla poszczególnych instalacji w ramach KPRU. KOBiZE/KASHUE udostępniał swoje informacje na stronach internetowych. Spółka nie brała udziału w uzgadnianiu proponowanych limitów.

(dowód: akta kontroli str. 266)

W dniu 8 sierpnia 2011 r. MPEC przekazało do KOBiZE informacje o wielkości emisji za lata 2005–2009, na podstawie art. 20 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Informacje przygotowano w sposób i w formie określonej w decyzji Komisji Europejskiej Nr 2007/589/WE z 18 lipca 2007 r., co potwierdziła firma Det Norske Veritas Business Assurance Poland Sp. z o.o. będąca weryfikatorem.

(dowód: akta kontroli str. 307-311)

MPEC brało udział w opracowywaniu projektu wykazów instalacji wytwarzających energię elektryczną oraz innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r., o których mowa w art. 21 ust. 2 i 3 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Udział w pracach polegał na przekazaniu (8 sierpnia 2011 r.) w formie raportu zweryfikowanych danych technicznych dotyczących turbozespołu gazowego wytwarzającego energię elektryczną oraz instalacji wytwarzających energię ciepłą.

Wiceprezes ds. technicznych MPEC wyjaśnił, że KOBiZE oraz Ministerstwo Środowiska na swoich stronach internetowych zamieściło wytyczne i informacje o mechanizmach tworzenia wykazów instalacji. MPEC nie zgłaszało swoich uwag lub wniosków dotyczących tworzonych wykazów instalacji bezpośrednio do KOBiZE lub Ministerstwa. MPEC za pośrednictwem Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie zgłaszało wszelkie uwagi i wnioski związane z prowadzoną działalnością Spółki.

(dowód: akta kontroli str. 211-265, 527)

W dniu 3 marca 2011 r. MPEC zgłosiło do KPI dwie inwestycje, tj. budowę silnika gazowego przeznaczonego do wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej oraz budowę spalarni

odpadów komunalnych przeznaczonej do utylizacji odpadów komunalnych, jak również wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej. Obie inwestycje zostały zakwalifikowane do KPI. W piśmie Ministerstwa Gospodarki z 29 kwietnia 2011 r. wskazano m.in., że na obecnym etapie prac nad KPI zgłoszone inwestycje nie są wiążące. W związku z czym Spółka zgłosiła do KPI rozważane inwestycje, co do których nie została podjęta ostateczna decyzja o ich realizacji.

W korespondencji kierowanej przez Ministerstwo Gospodarki do Spółki proszono o przekazanie danych na temat planowanych inwestycji w ramach KPI na adres poczty elektronicznej zarówno Ministerstwa Gospodarki, jak również spółki Ernst & Young.

(dowód: akta kontroli str. 322, 680-691)

1.4. Warunki monitorowania ustalone w zezwoleniach na udział w systemie handlu uprawnieniami określały sposób pomiaru ilości zużywanych paliw, monitorowania parametrów jakościowych paliw, m.in. wartości opałowej, współczynnika utlenienia (W_u) i wskaźnika emisji (W_e), które były ustalane przez akredytowane laboratorium. Określono również metody próbkowania paliw oraz odpadów paleniskowych dla potrzeb wykonania analiz laboratoryjnych.

(dowód: akta kontroli str. 108-152)

Plan monitorowania wielkości emisji CO₂ z instalacji EP – wynikający z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji¹² oraz art. 56 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych – został opracowany przez Spółkę w 2009 r. Stanowił on załącznik do wniosku o wydanie decyzji Prezydenta Miasta Tarnowa na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Decyzja ta została wydana 23 listopada 2009 r. (nr WGK.B.V/7644/H/1/09), a załącznikiem do niej był omawiany plan monitorowania. W dniu 21 grudnia 2012 r. plan monitorowania został zaktualizowany.

(dowód: akta kontroli str. 115-150)

W okresie objętym kontrolą WIOŚ przeprowadził 5 kontroli. W sporządzonych protokołach pokontrolnych nie stwierdzono nieprawidłowości związanych z monitorowaniem wielkości emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 323-332)

W okresie od marca 2006 r. do stycznia 2007 r. sposób monitorowania wielkości emisji wykonywany był przy użyciu wzorów obliczeniowych określonych w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji¹³, z wykorzystaniem zestawu danych podanych z poziomem dokładności wynikającym z zakwalifikowania instalacji prowadzącej procesy spalania paliw do grupy emisji B. W okresie od stycznia 2007 r. do listopada 2009 r. sposób monitorowania wielkości emisji uległ zmianie dla kotłów gazowo olejowych Omniblock DWH. Zmiana polegała na ustaleniu nowych wartości poziomów dokładności (m.in. wartości opałowej, wskaźnika emisji, współczynnika utleniania oraz danych dotyczących rodzaju instalacji). W okresie od listopada 2009 r. do grudnia 2012 r. sposób monitorowania wielkości emisji wykonywany był przy użyciu nowych wzorów obliczeniowych i nowych zasad dotyczących badań parametrów jakościowych paliw. Nowe wzory pozwalały mierzyć m.in. ilość emisji CO₂ z większą dokładnością. W okresie od grudnia 2012 r. do I połowy 2015 r. sposób monitorowania wielkości emisji ponownie uległ zmianie. Wprowadzono nowe procedury związane z monitorowaniem i raportowaniem emisji, zmieniono sposób wyznaczania współczynników oraz sposoby próbkowania węgla i odpadów paleniskowych.

(dowód: akta kontroli str. 108-152, 333-407)

Monitorowanie wielkości emisji prowadzone było zgodnie z warunkami określonymi w zezwoleniu wydanym na podstawie art. 33 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami oraz zgodnie z planem monitorowania zatwierdzonym w zezwoleniu wydanym na podstawie art. 43 ust. 2 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. W dniu 21 grudnia 2012 r. MPEC dostosowało plany monitorowania

¹² Dz. U. Nr 183, poz. 1142 – rozporządzenie uchylone z dniem 9 września 2015 r.

¹³ Dz. U. Nr 16, poz. 124 – rozporządzenie uchylone z dniem 31 października 2008 r.

wielkości emisji do wymogów rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady¹⁴. MPEC nie występowało z wnioskiem o zmianę zezwolenia i zatwierdzenie planu monitorowania wielkości emisji (o którym mowa w art. 84 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych), ponieważ określone w dotychczasowym zezwoleniu wymagania w zakresie monitorowania wielkości emisji odpowiadały wymaganiom, jakie powinien spełniać plan monitorowania wielkości emisji, o którym mowa w art. 56 ust. 1 przywołanej ustawy.

(dowód: akta kontroli str. 108-152, 333-407)

Wagi służące do pomiaru ilości zużytego paliwa, w okresie 2008 r. – I półrocze 2015 r. posiadały świadectwa legalizacji pierwotnej i ponownej. Wiceprezes ds. technicznych MPEC wyjaśnił, że w omawianym okresie metodyka pomiaru emisji CO₂ oparta była na obliczeniach przy wykorzystaniu wzorów obliczeniowych, których obowiązek stosowania wynikał z obowiązującego prawa. Nie stosowano metodyki ciągłego pomiaru.

(dowód: akta kontroli str. 518-526, 527)

W latach 2008–2014 weryfikator oraz KASHUE/KOBIZE nie zgłaszał pisemnych uwag do sporządzanych przez MPEC rocznych raportów o emisji CO₂. KOBIZE zgłaszało natomiast telefonicznie uwagi do raportów o emisji CO₂ za lata 2010 i 2012. Uwagi te dotyczyły rozliczenia emisji z kotłów DWH, tzn. MPEC zastosowało błędną jednostkę miary. Błędy te zostały niezwłocznie poprawione, a raport ponownie wysłany przed upływem ostatecznego terminu (31 marca następnego roku). Dane o emisji CO₂ zawarte w raporcie sporządzonym za 2014 r. były tożsame z danymi zawartymi w: sprawozdaniu Zarządu z działalności za ten rok, zbiorczych zestawieniach informacji o zakresie korzystania ze środowiska za 2014 r. oraz o wysokości należnych opłat sporządzanych na podstawie art. 284-286 Prawa ochrony środowiska.

(dowód: akta kontroli str. 408-514)

W latach 2008–2014 MEPEC terminowo (tj. do 31 marca następnego roku) opracowywał roczne raporty o emisji CO₂, które stanowiły podstawę rozliczenia jej wielkości. Raporty o rocznej emisji podlegały weryfikacji przez WIOŚ w 2009 r., DET NORSKIE VERITAS w latach 2010–2011 oraz POLCARGO INTERNATIONAL w latach 2012–2015. Wyniki weryfikacji były pozytywne. Wybrane podmioty znajdowały się na liście akredytowanych weryfikatorów umieszczonej na stronie internetowej KOBIZE.

(dowód: akta kontroli str. 517)

KASHUE/KOBIZE nie zwracał się do MPEC o udzielenie pisemnych wyjaśnień w sprawie rocznych raportów emisji CO₂. Raporty sporządzone zostały zgodnie z wymogami. Nie zaistniała również sytuacja określona w art. 63 ust. 1 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych¹⁵.

(dowód: akta kontroli str. 328)

1.5. Na 31 grudnia 2008 r. Spółka nie posiadała wymaganej ilości uprawnień do umorzenia. Na ten dzień rzeczywista emisja w 2008 r. była większa niż liczba posiadanych uprawnień. Rzeczywista emisja za 2008 r. wyniosła 107 501 Mg, podczas gdy stan posiadania uprawnień do emisji wynosił 10 000 jednostek CER. Zarząd Spółki wyjaśnił, że Spółka nie posiadała wymaganej ilości uprawnień, ponieważ Krajowy Administrator nie przekazał nieodpłatnych uprawnień w 2008 r. Dopiero w kwietniu 2009 r. Krajowy Administrator przekazał uprawnienia zarówno za 2008 r., jak i za 2009 r.

(dowód: akta kontroli str. 366-367)

W kwietniu 2009 r. Spółka otrzymała, łącznie za lata 2008–2009, 205 210 jednostek uprawnień EUA, z czego umorzyła 195 549 jednostek. Ponadto w latach 2008–2009 Spółka zakupiła i umorzyła 20 000 jednostek CER. Ostatecznie emisja rzeczywista w latach

¹⁴ Dz. U. L 181 z 12.07.2012 r., s. 30 ze zm.

¹⁵ Zgodnie z postanowieniami art. 63 ust. 1 cyt. ustawy, jeżeli Krajowy ośrodek nie uzyska wystarczających wyjaśnień od prowadzącego instalację albo w terminie nie otrzyma poprawionego raportu, występuje o przeprowadzenie przez wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska kontroli w celu sprawdzenia, czy ustalenia raportu, o którym mowa w art. 62 ust. 1 ustawy, są zgodne ze stanem faktycznym.

2008–2009 pokrywała się z liczbą umorzonych uprawnień. Spółka terminowo dokonała umorzenia uprawnień EUA za 2008 r., księgując je w dniu 30 kwietnia 2009 r.

(dowód: akta kontroli str. 366-367)

W latach 2009–2014 emisja rzeczywista była niższa od liczby posiadanych uprawnień (otrzymanych bezpłatnie oraz zakupionych) na dzień 31 grudnia każdego roku. Spółka wywiązała się z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji w trybie art. 47 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami oraz art. 65 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

(dowód: akta kontroli str. 368)

MPEC nie tworzyło grupy instalacji na podstawie art. 68 ust. 1 ustawy z 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, jak również art. 31 ust. 1 ustawy z 2004 r. o handlu uprawnieniami, w celu wspólnego rozliczania uprawnień do emisji. W kontrolowanym okresie MPEC nie likwidowało instalacji, w związku z tym nie rozliczało przyznanych uprawnień dla tego typu instalacji. MPEC nie otrzymywało bezpłatnych jednostek redukcji emisji i jednostek poświadczonych redukcji emisji oraz nie wykorzystywało ich do rozliczania rocznej emisji gazów cieplarnianych.

(dowód: akta kontroli str. 328)

Członek Zarządu – Dyrektor ds. Finansowych Spółki wyjaśniła, że MPEC otrzymywało bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ramach KŚW 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 emisji¹⁶. Informacje o planowanych lub rzeczywistych zmianach zdolności produkcyjnej przekazywane były do KOBIZE przy pomocy specjalnej aplikacji, w której wypełniano informacje o KŚW.

(dowód: akta kontroli str. 516)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Spółki w zbadanym zakresie.

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

Opis stanu
faktycznego

2.1. W strategiach MPEC na lata 2008–2022 uwzględniono działania zmierzające do utrzymania pozycji konkurencyjnej w warunkach realizacji PEK. Spółka planowała realizację programu pn. *Modernizacja sieci i węzłów ciepłych zasilanych z elektrociepłowni Piaskówka*. Jego realizację rozpoczęto w 2000 r., a w latach 2008–2015 MPEC kontynuowało zaplanowane w tym programie działania. W ramach omawianego programu Spółka zrealizowała w latach 2010–2015 projekt pn. *Ograniczenie strat i poprawa dostaw ciepła poprzez modernizację sieci ciepłowniczej w Tarnowie*. Planowano wybudować 17 672,32 m sieci ciepłowniczej, 272 szt. nowoczesnych węzłów ciepłych, 37 392 m światłowodów wykorzystywanych w systemie telemetrii oraz zakup oprogramowania. Faktycznie wybudowano 17 799 m sieci ciepłowniczej (100,7% długości planowanej), 271 szt. węzłów ciepłych (99,6%) oraz 33 860 m światłowodów (90,6%). W wyniku realizacji projektu planowano zaoszczędzić energię ciepłą w wysokości 57 956,41 GJ/rok oraz ograniczyć emisję zanieczyszczeń do powietrza, tj.: tlenków siarki o 28 143 kg/rok, tlenków azotu o 10 975 kg/rok, tlenków węgla o 1 628 kg/rok, pyłów o 2 824 kg/rok oraz dwutlenku węgla o 6 453 928 kg/rok. Na łączną emisję ww. zanieczyszczeń, poza opisanym

¹⁶ Dz. U. z 2014 r., poz. 439 ze zm.

projektem, miały wpływ również inne czynniki (np. wykorzystywanie węgla o różnych parametrach jakościowych, przyłączanie nowych odbiorców do sieci, wykorzystanie turbiny gazowej), a ich wpływ na emisję wzajemnie się nakładał z efektami wskazanej inwestycji, którą ostatecznie zakończono w 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 330-334, 633)

Planowane koszty realizacji projektu ustalono na 56 214,9 tys. zł, w tym 30 868,5 tys. zł ze środków unijnych. W dniu 20 lipca 2011 r. MEPC podpisało umowę z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (dalej: NFOŚiGW) o udzieleniu dofinansowania na realizację omawianego projektu. Kierownik Działu Rozwoju MPEC wyjaśnił, że na dzień 3 listopada 2015 r. zadanie fizycznie zostało zrealizowane, natomiast trwają prace związane z rozliczeniem i uzyskaniem ostatniej transzy dofinansowania ze środków unijnych, w związku z czym Spółka nie posiada jeszcze informacji na temat rzeczywistych kosztów realizacji projektu.

(dowód: akta kontroli str. 17, 335-337)

Kontrolę prawidłowości wydatków pod względem gospodarności przeprowadzono na podstawie losowo wybranej próby jedenastu faktur o najwyższej wartości na łączną kwotę 4 076,3 tys. zł. W wyniku kontroli ustalono, że wszystkie poniesione koszty związane były z realizowanym projektem, a ich wydatkowanie poprzedzone zostało procedurą zamówień publicznych. W sytuacji, gdy ze względu na wartość zamówienia nie obowiązywały przepisy ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych¹⁷, stosowano własną procedurę udzielania zamówień wprowadzoną zarządzeniem wewnętrznym Zarządu MPEC. Zawarte w niej rozwiązania wzorowane były na ustawie Prawo zamówień publicznych oraz przepisach Kodeksu Cywilnego.

(dowód: akta kontroli str. 341, 347-365, 372-407)

Kierownik Działu Rozwoju MPEC wyjaśnił, że: projekt Ograniczenie strat i poprawa dostaw ciepła poprzez modernizację sieci ciepłowniczej w Tarnowie realizowany był przy wykorzystaniu własnych pracowników i zasobów. Za realizację Projektu odpowiadało w całości MPEC. Spółka samodzielnie przygotowała koncepcję projektu, organizowała finansowanie, prowadziła procedury uzyskania pozwoleń na budowę, przeprowadzała przetargi na dostawę materiałów niezbędnych do realizacji, wykonywała własnymi siłami roboty budowlane, a po zakończeniu procesu budowlanego, przejmowała eksploatację zmodernizowanego systemu. Na zlecenie Spółki, firmy zewnętrzne wykonywały projekty techniczne i niektóre roboty budowlane. Za poszczególne działania odpowiedzialne były wyspecjalizowane komórki organizacyjne przedsiębiorstwa, m.in.: Dział Zamówień, Dział Serwisu i Wykonawstwa, Zakład Przesyłu i Dystrybucji, stanowisko ds. Dokumentacji Technicznej oraz Dział Administracyjno-Księgowy.

(dowód: akta kontroli str. 342-345)

2.2. Zagadnienia związane z realizacją obowiązków Spółki w obszarze EU ETS, efektywności energetycznej oraz zarządzania instrumentami emisji przemysłowych przypisane były poszczególnym komórkom organizacyjnym i stanowiskom w obowiązującym Regulaminie Organizacyjnym Spółki. Ponadto zagadnienia z obszaru ETS regulował szczegółowo *Plan monitorowania emisji CO₂*. Spółka nie posiadała odrębnego dokumentu w postaci strategii zarządzania środowiskowego, który uwzględniałby system czystej produkcji oparty na zasadzie minimalizacji zanieczyszczeń u źródeł ich powstawania oraz planowane działania w zakresie ograniczenia emisji do powietrza. Zarząd Spółki oświadczył, że powyższe podyktowane jest tym, że Spółka posiada jedną instalację (EP) i nie ma konieczności wdrażania dodatkowych systemów zarządzania. Działania inwestycyjne, mające również wpływ na obniżenie emisję CO₂ zostały uwzględnione w strategii MPEC na lata 2013–2022. Zapisano w niej budowę, utrzymanie i eksploatację nowoczesnej spalarni odpadów komunalnych i odwodnionych osadów ściekowych działającej jako Regionalna Instalacja Przetwarzania Odpadów Komunalnych. Ponadto przewidziano zwiększenie udziału ciepła wytwarzanego w wysokosprawnej kogeneracji (np. poprzez silnik gazowy) oraz wykorzystanie ciepła wytworzonego przy użyciu paliwa odnawialnego poprzez odbiór ciepła z układu

¹⁷ Dz. U. z 2013 r., poz. 907 ze zm.

kondensacyjno-upustowego spalarni odpadów do miejskiej sieci ciepłowniczej, jako źródła pracującego w układzie podstawowym.

(dowód: akta kontroli str. 369, 647)

W dniu 2 marca 2011 r. Zarząd MPEC zgłosił do KPI dwa zadania, tj.: *Spalarnię śmieci* oraz *Rozbudowę Eco 10 MW – gaz*. Podstawowym celem realizacji powyższych inwestycji było odpowiednio: zutylizowanie odpadów oraz wykorzystanie uzyskanego w tym procesie ciepła (spalarnia), jak również dostarczanie ciepła po cenach konkurencyjnych względem energii cieplnej produkowanej z węgla kamiennego (silniki gazowe). Powyższe zadania zostały zgłoszone do KPI, z uwagi na fakt że dodatkowym efektem ich realizacji było ograniczenie wielkości emisji. Do dnia 3 listopada 2015 r. żadna z wyżej wymienionych inwestycji nie została rozpoczęta.

(dowód: akta kontroli str. 338-340)

Odnośnie inwestycji *Spalarnia śmieci*, kierownik Działu Rozwoju MPEC wyjaśnił, że: inwestycja budowy Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych jest uwzględniana w planach inwestycyjnych przedsiębiorstwa. Jednak w wyniku zmiany prawa (ustawa o utrzymaniu porządku i czystości w gminach), decyzja o budowie spalarni śmieci leży w gestii Gminy Miasta Tarnowa. Gmina Miasta Tarnowa zobowiązana jest przeprowadzić przetarg na budowę i operatora Regionalnej Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych. MPEC jest zdecydowane wystartować w przetargu, a w razie pozytywnego rozstrzygnięcia przetargu poprowadzi proces budowy i zarządzania spalarnią odpadów komunalnych. Zakładany horyzont czasowy budowy tej instalacji na 2017 rok jest niemożliwy do osiągnięcia – prawdopodobny termin realizacji to ok. 2021 roku.

(dowód: akta kontroli str. 329)

Odnośnie inwestycji *Rozbudowa Eco 10 MW – gaz* kierownik Działu Rozwoju MPEC wyjaśnił, że: pierwotnie Spółka planowała budowę silników gazowych produkujących energię elektryczną oraz ciepłą. Inwestycja budowy modułu silników gazowych (PL-0305) o mocy cieplnej 10 MW oraz mocy elektrycznej 10 MW nie zostanie zrealizowana. Zarząd MPEC w lipcu 2012 r. podjął decyzję o wycofaniu się z inwestycji z powodów politycznych oraz ekonomicznych. Decyzja ta podyktowana była niestabilną sytuacją na rynku paliwowym, w szczególności: wysokimi podwyżkami cen paliwa gazowego, niekorzystnymi prognozami relacji cen paliwa gazowego do węglowego oraz nową prognozą cen uprawnień do emisji CO₂. Nieznany był również ostateczny kształt mechanizmów wsparcia kogeneracji, w tym kogeneracji na gazie ziemnym. Wobec powyższego budowa nowego źródła energii została wstrzymana z powodu nieopłacalności inwestycji. Kontynuowane będzie jednak monitorowanie rynku paliw, rynku emisji CO₂, systemów wsparcia kogeneracji pod kątem zaistnienia warunków ekonomicznych dalszego inwestowania w kogenerację.

(dowód: akta kontroli str. 329)

W latach 2012–2014 MPEC zrealizowało przedsięwzięcie pn. Zastąpienie nieskończenie lokalnych i indywidualnych sposobów przygotowania ciepłej wody użytkowej sposobami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną, w tym z wykorzystaniem ciepła wytworzonego w kogeneracji, zorganizowane w ramach trzech przetargów ogłoszonych przez Urząd Regulacji Energetyki. Przedsięwzięcia te były związane z uzyskaniem świadectw efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej¹⁸. Przedsięwzięcia polegały na zastąpieniu indywidualnych, mało sprawnych gazowych i elektrycznych systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynkach wielorodzinnych instalacją zasilaną ciepłem z sieci ciepłowniczej, co prowadziło do obniżenia emisji.

(dowód: akta kontroli str. 370-371)

2.3. W kontrolowanym okresie Spółka otrzymała dodatkowe (bezpłatne) uprawnienia do emisji CO₂ (co opisano w pkt. 1.2. wystąpienia), a także wykonywała transakcje sprzedaży nieodpłatnych uprawnień EUA oraz ich odkupu po niższej cenie. Operacje sprzedaży i odkupu uprawnień wykonywano w latach 2009–2010. W 2009 r. sprzedano 50 tys. uprawnień o wartości 2 968,3 tys. zł oraz zakupiono tę samą liczbę uprawnień

¹⁸ Dz. U. Nr 94, poz. 551 ze zm.

za kwotę 2 693,5 tys. zł. W 2010 r. sprzedano 55 629 uprawnień o wartości 3 237,2 tys. zł oraz zakupiono tę samą liczbę uprawnień za kwotę 3 174,8 tys. zł. W wyniku powyższych transakcji Spółka zarobiła 337,2 tys. zł. Prezes Zarządu MPEC wyjaśnił, że powyższe działania podyktowane były rachunkiem ekonomicznym w zakresie optymalizacji kosztów funkcjonowania przedsiębiorstwa i tym samym złagodzenia wpływu kosztów emisji na koszt dostawy ciepła dla mieszkańców miasta. Powyższe transakcje sprzedaży uprawnień zabezpieczone były odkupem po niższej cenie.

(dowód: akta kontroli str. 613-614)

W kontrolowanym okresie Spółka dokonywała również zakupu jednostek CER w celu umorzenia lub zamiany na jednostki EUA. W latach 2008–2012 MPEC zakupiło 61 579 jednostek za kwotę 3 334,9 tys. zł. W 2014 r. 5 599 jednostek CER zamieniono na jednostki EUA trzeciego okresu rozliczeniowego. Liczba umorzonych jednostek CER nie przekroczyła dozwolonych limitów. Prezes Zarządu wyjaśnił, że wprowadzone regulacje dały MPEC możliwość zakupu jednostek CER do umorzenia emisji (łącznie dla posiadanej instalacji 61 579 jednostek). Spółka skorzystała z tej możliwości. Było to korzystne dla Spółki, ponieważ zakup jednostek CER miał na celu złagodzenie wpływu kosztów emisji na koszt dostawy ciepła dla mieszkańców miasta.

(dowód: akta kontroli str. 613-614)

W latach 2008–2012 łączna emisja rzeczywista gazów objętych EU ETS była niższa od przyznanego limitu bezpłatnych uprawnień. Nadwyżka przyznanego limitu była gromadzona na rachunku w celu umorzenia w latach kolejnych. W latach 2008–2014 emisja rzeczywista przewyższała wielkość przyznanego limitu, łącznie o 65 954 jednostek. Spółka pokryła powyższy niedobór nadwyżką uprawnień z lat poprzednich, które zgromadziła na swoim rachunku oraz dodatkowo zakupionymi jednostkami CER. Zarząd MPEC wyjaśnił, że rzeczywista emisja została ukształtowana faktyczną produkcją ciepła w instalacji, która uzależniona była od zapotrzebowania ciepła odbiorców i występującymi temperaturami zewnętrznymi. Popyt na ciepło spadał w wyniku termomodernizacji budynków i poszanowania energii przez odbiorców. Część tego spadku Spółka rekompensowała przyłączeniami nowych odbiorców. Na wielkość produkcji ciepła wpływ miała także prowadzona przez Spółkę modernizacja sieci i węzłów cieplnych. Wielkość emisji kształtowała również wielkość produkcji w poszczególnych jednostkach (moduł węglowy, moduł gazowy, turbina) oraz wielkość zakupu ciepła w źródle zewnętrznym.

(dowód: akta kontroli str. 614)

W kontrolowanym okresie Spółka zakupiła 364 710 jednostek EUA za kwotę 21 283,4 tys. zł oraz odkupiła 105 629 jednostek EUA (wcześniej sprzedanych) za kwotę 5 868,3 tys. zł. W badanym okresie Spółka sprzedała 165 629 jednostek EUA za kwotę 9 341,2 tys. zł oraz sprzedała 9 371 jednostek EUA (wcześniej zakupionych) za kwotę 427,4 tys. zł. Zarząd MPEC wyjaśnił, że Spółka nie sprzedawała uprawnień do emisji z powodu ich nadmiaru. W latach 2009–2010 Spółka sprzedawała uprawnienia celem ich odkupu po niższej cenie. Operacje te były odpowiednio zabezpieczone. Na dzień kontroli spółka nie dysponowała dokumentacją źródłową potwierdzającą fakt zawarcia transakcji zabezpieczających, ze względu na okres przechowywania dokumentów. Kolejne operacje zbycia i nabycia uprawnień zmierzały w kierunku ich bankowania na kolejne lata. Spółka umarzała swoją emisję rzeczywistą odpłatnymi uprawnieniami przy równoczesnym bankowaniu uprawnień nieodpłatnych. Takie postępowanie podyktowane było obniżeniem kosztów emisji Spółki w latach, w których w znaczny sposób obniżane były przydziały uprawnień nieodpłatnych.

(dowód: akta kontroli str. 616-617, 692)

W Spółce nie wystąpiły przypadki przyznania uprawnień z krajowej rezerwy pomimo negatywnej opinii Krajowego Administratora/Krajowego Ośrodka.

(dowód: akta kontroli str. 618)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Spółki w zbadanym zakresie.

3. Efekty działań dostosowujących działalność gospodarczą do wymogów PEK

Opis stanu faktycznego

W związku z wypełnianiem obowiązków wynikających z postanowień PEK Spółka odnotowała koszty emisji CO₂ oraz koszty obsługi systemu ETS. Na koszty obsługi systemu ETS składały się koszty administracyjne (opłaty za uczestnictwo w systemie, koszty prowadzenia rachunku uprawnień) oraz koszty monitoringu i sprawozdawczości (koszty weryfikacji corocznych raportów o emisji). Łącznie w okresie objętym kontrolą koszty zakupu uprawnień wyniosły 25 072,6 tys. zł, koszty administracyjne 182,6 tys. zł, a koszty monitoringu i sprawozdawczości 21,7 tys. zł. W latach 2008–2014 koszty opłat ponoszonych za wprowadzenie CO₂ do powietrza wyniosły 182,6 tys. zł, z czego 141 tys. zł stanowiły opłaty wniesione do Urzędu Marszałkowskiego, a 41,6 tys. zł opłaty wniesione do NFOŚiGW.

(dowód: akta kontroli str. 618-619)

W kontrolowanym okresie Spółka nie realizowała inwestycji, których bezpośrednim celem byłaby redukcja emisji. Realizacja inwestycji, dla których dodatkowym efektem było ograniczenie emisji CO₂ została opisana w pkt. 2.1. wystąpienia.

Zarząd wyjaśnił, że rozważa następujące scenariusze zasilania sieci miejskiej w ciepło. Wariant pierwszy (status quo) – celem obniżenia emisji CO₂ zakłada się ruch turbiny gazowej przez cały rok i kotłów węglowych jako źródła uzupełniającego. W scenariuszu tym wymagane będą inwestycje w blok węglowy dostosowujące do wymagań Dyrektywy IED w roku 2022 (instalacja objęta jest derogacją ciepłowniczą). Przewidywany wzrost kosztu wytwarzania ciepła po 2022 r. (przy założeniu obecnych relacji cen paliw, cen energii elektrycznej i prognozy cen EUA z uwzględnieniem inwestycji dostosowujących), Spółka szacuje na poziomie 34,77 zł/GJ – wzrost o 7,34 zł do stanu z 2015 roku. Wariant drugi – sieć ciepłownicza zasilana będzie ciepłem z Regionalnej Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów Komunalnych. Pozostała ilość ciepła wytworzona zostanie w turbozespolu gazowym oraz kotłach węglowych dostosowanych do wymagań Dyrektywy IED w roku 2022. Spółka szacuje średni koszt wytworzenia ciepła na poziomie 30,50 zł/GJ – wzrost o 3,07 zł do stanu z 2015 roku. Wariant trzeci – budowa instalacji do spalania biomasy o mocy 2,5 MWe i 10 MWt. Pozostała ilość ciepła wytworzona zostanie w turbozespolu gazowym oraz kotłach węglowych dostosowanych do wymagań Dyrektywy IED w roku 2022. Zakłada się średni koszt pozyskania biomasy na poziomie bieżących cen rynkowych. Spółka szacuje średni koszt wytworzenia ciepła w wysokości 40,26 zł/GJ – wzrost o 12,83 zł do stanu z 2015 roku. Oba warianty ograniczają emisję CO₂ w systemie ETS jednak jej nie eliminują. Przedstawione szacowane koszty wytworzenia ciepła obejmują również koszty emisji CO₂. Scenariusze wariantu drugiego i trzeciego wzajemnie się wykluczają ze względu na produktywność poszczególnych modułów źródła. Największą produktywność posiada instalacja pracująca w podstawie (największa ilość godzin pracy), niemożliwym jest uzyskanie zbliżonych produktywności instalacji kogeneracji pracujących równolegle (realizacja równocześnie wariantu drugiego i trzeciego), co ma znaczący wpływ na koszty wytwarzania ciepła. Ponadto Zarząd wyjaśnił, że Spółka na bieżąco monitoruje otoczenie rynkowe i prawne oraz pracuje nad koncepcją zasilania sieci ciepłowniczej w przyszłości. Decyzja o wyborze rozwiązania uzależniona będzie od sytuacji na rynku paliw, energii elektrycznej, wprowadzania (utrzymania) systemów wsparcia kogeneracji i OZE, a także założeń polityki klimatycznej po roku 2020. Swoją aktywność inwestycyjną w zakresie działań przygotowawczych Spółka prowadziła w obszarze wariantu drugiego. Spółka posiada prawomocną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia oraz studium wykonalności budowy Regionalnej Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów Komunalnych w Tarnowie. W trakcie opracowywania jest również projekt przedstawiony w wariantcie trzecim.

(dowód: akta kontroli str. 619, 695-698)

W 2008 r. emisję rzeczywistą o wartości 107 501 jednostek pokryto 97 501 jednostkami EUA oraz 10 000 jednostkami CER. W 2009 r. emisję rzeczywistą o wartości 112 419 jednostek pokryto 98 048 jednostkami EUA oraz 10 000 jednostkami CER. W 2010 r. emisję rzeczywistą o wartości 118 389 jednostek pokryto taką samą liczbą jednostek EUA. W 2011 r. emisję rzeczywistą o wartości 98 233 jednostek pokryto 88 233 jednostkami EUA.

oraz 10 000 jednostkami CER. W 2012 r. emisję rzeczywistą o wartości 103 704 jednostek pokryto 77 724 jednostkami EUA oraz 25 980 jednostkami CER. W latach 2013–2014 emisję rzeczywistą o wartościach odpowiednio 99 374 oraz 86 828 pokryto taką samą liczbą jednostek EUA. W kontrolowanym okresie przydział bezpłatnych uprawnień wg KPRU wyniósł 205 210 na lata 2008-2009 (uprawnienia otrzymano w 2009 r.), 125 997 na 2010 r., 114 301 na 2011 r., 114 301 na 2012 r. oraz 120 248 na lata 2013-2014 (uprawnienia otrzymano w 2014 r.).

(dowód: akta kontroli str. 621)

W okresie objętym kontrolą, emisja ogólna CO₂ zmniejszyła się z 107 501 Mg w 2008 r. do 86 828 Mg w 2014 r. W tym samym okresie wskaźnik emisyjności CO₂ na produkt mieścił się w granicach od 90,41 Mg/GJ do 102,87 Mg/GJ. Wskaźnik emisji CO₂ w zależności od źródeł instalacji przedstawiał się następująco:

- z procesów spalania węgla w kotłach węglowych wskaźnik wahał się od 93,96 Mg/TJ do 96,91 Mg/TJ,3
- z procesów spalania gazu w turbinie gazowej wskaźnik wahał się od 0,001 Mg/TJ do 55,82 Mg/TJ,
- z procesów spalania gazu w kotłach gazowo-olejowych wskaźnik wahał się od 0,001 Mg/TJ do 55,82 Mg/TJ,
- z procesów spalania oleju w kotłach gazowo-olejowych wskaźnik wahał się od 73,33 Mg/TJ do 76,59 Mg/TJ.

(dowód: akta kontroli str. 622)

Zarząd wyjaśnił, że wzrost wskaźników emisji na produkt w latach 2012–2014 jest wynikiem zmiany struktury produkcji ciepła. Ze względów ekonomicznych ograniczono produkcję ciepła w turbozespolu gazowym, blok węglowy pracował w podstawie, turbozespol pracował jako źródło uzupełniające lub nie był eksploatowany. Zamiana paliwa gazowego na węgiel energetyczny spowodowała wzrost wskaźników emisji na produkt (kg CO₂/GJ) w okresach ograniczenia lub wyłączenia z ruchu turbozespołu.

(dowód: akta kontroli str. 623, 698)

Sposoby kalkulacji cen ciepła regulują postanowienia rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁹. Cena ciepła obejmuje cenę za wytwarzanie oraz cenę za przesył. Cena za wytwarzanie może być ustalana w oparciu o metodę kosztową lub metodę uproszczoną, tzw. metodę cen referencyjnych. Metodę uproszczoną ustalania cen za wytwarzanie stosują przedsiębiorstwa, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji. W latach 2008–2015, jedynie w taryfie dla ciepła nr 9, zatwierdzonej przez Prezesa URE decyzją z dnia 26 lipca 2013 r. (nr OKR-4210-34(7)/2013/188/IX/RF) i obowiązującej od 1 września 2013 r. do 31 grudnia 2014 r., Spółka dokonała kalkulacji bazowych cen za wytwarzanie ciepła dla swojej instalacji w sposób określony w §13 ust. 5, pkt 3 ww. rozporządzenia, tzn. uwzględniając koszty zakupu uprawnień do emisji obliczone wg wzoru podanego w §13 ust. 6 cytowanego rozporządzenia.

W okresie objętym kontrolą obowiązywały następujące taryfy m.in. ustalające jednoskładnikową średnią cenę ciepła ogółem:

- taryfa nr 5 ustalająca ceną na poziomie 40,18 zł/GJ, podwyższoną dwukrotnie do 41,57 zł/GJ oraz do 45,09 zł/GJ,
- taryfa nr 6 ustalająca ceną na poziomie 45,81 zł/GJ, podwyższona do 46,29 zł/GJ,
- taryfa nr 7 ustalająca ceną na poziomie 48,19 zł/GJ,
- taryfa nr 8 ustalająca ceną na poziomie 54,01 zł/GJ,
- taryfa nr 9 ustalająca ceną na poziomie 56,87 zł/GJ,
- taryfa nr 10 ustalająca ceną na poziomie 57,11 zł/GJ.

(dowód: akta kontroli str. 624-625)

Zatwierdzona przez Prezesa URE cena za wytwarzanie ciepła w taryfie nr 9 zawiera w sobie koszt zakupu uprawnień do CO₂ w wysokości 0,65 zł/GJ. W pozostałych taryfach

¹⁹ Dz. U. z 2010 Nr 194, poz. 1291.

dla ciepła obowiązujących w latach 2008–2015 i zatwierdzanych przez URE nie kalkulowano kosztów emisji CO₂.

(dowód: akta kontroli str. 624)

Wg szacunków spółki w okresie objętym kontrolą łączne koszty emisji biorące udział w kalkulacji kosztów wytworzenia ciepła mieściły się w przedziale od 573,3 tys. zł do 2 924,9 tys. zł. W tym samym czasie łączne koszty wytworzenia ciepła (bez kosztów emisji) wahały się od 22 596,5 tys. zł do 31 988,7 tys. zł. Jednostkowy koszt wytworzenia ciepła ukształtował się na poziomie od 25,36 zł/GJ do 31,86 zł/GJ, a jednostkowy koszt emisji CO₂ wahał się od 0,58 zł/GJ do 2,83 zł/GJ. Udział kosztów emisji w koszcie wytworzenia ciepła mieścił się w przedziale od 2,3% do 11,3%.

(dowód: akta kontroli str. 632)

Zarząd wyjaśnił, że według szacunków Spółki, uwzględniając posiadany aktualnie stan uprawnień oraz:

- prognozę produkcji (na poziomie przewidywanego wykonania w 2015 roku, planu na rok 2016 oraz założenia poziomu produkcji na lata 2017–2020 w wielkości planowanej na rok 2016),
- plan pracy EC Piaskówka analogiczny do roku 2015 (praca kotłów węglowych w podstawie),

Spółka będzie zmuszona począwszy od 2018 r. dokonywać zakupów uprawnień dla pokrycia niedoboru w związku z degresywnymi przydziałami. Według szacunków do 2020 r. Spółka będzie musiała zakupić 237 tys. uprawnień, a ich planowany koszt zakupu wyniesie 9 112 tys. zł. Spółka nie posiada informacji o warunkach funkcjonowania systemu ETS po 2020 r. Zakładając utrzymanie działania systemu oraz zakładając, że Spółka nie otrzyma nieodpłatnych uprawnień do emisji to w 2021 roku i w latach następnych będzie zobowiązana do zakupu całości uprawnień do emisji. Przyjmując poziom emisji 103 425 Mg, oraz prognozę ceny uprawnień na poziomie 9,50 euro/EUA szacowany koszt emisji wynosił będzie ok. 4,2 mln zł rocznie, co stanowić może 4,35 zł/GJ.

(dowód: akta kontroli str. 695-698)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Spółki w badanym obszarze.

Ocena częściowa

IV. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

W związku z nie stwierdzeniem nieprawidłowości w zakresie objętym kontrolą Najwyższa Izba Kontroli nie formułuje uwag oraz wniosków pokontrolnych i nie oczekuje odpowiedzi na niniejsze wystąpienie pokontrolne.

Zgodnie z art. 54 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli²⁰ 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 Delegatury Najwyższej Izby Kontroli w Krakowie.

Kraków, dnia 11 grudnia 2015 r.

Kontroler

Mariusz Pindral
Specjalista kontroli państwowej

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Krakowie

z up.

Jan Kosiniak
Wicedyrektor

²⁰ Dz. U. z 2015 r., poz. 1096.