



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Delegatura w Katowicach

LKA.410.025.02.2022

Pan
Paweł Szczeszek
Prezes Zarządu
Tauron Polska Energia SA
ul. Ściegiennego 3
40-114 Katowice

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/016 Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym

Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902) Najwyższa Izba Kontroli wyłączyła jawność informacji ze względu na tajemnicę przedsiębiorcy, poprzez usunięcie fragmentów wystąpienia pokontrolnego w miejscach oznaczonych nawiasem [...].

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Tauron Polska Energia SA, ul. Ściegiennego 3, 40-114 Katowice ¹
Kierownik jednostki kontrolowanej	Paweł Szczeszek, Prezes Zarządu Spółki ² od 11 kwietnia 2022 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Filip Grzegorzczak, Prezes Zarządu Spółki (od 1 stycznia 2018 r. do 14 lipca 2020 r.), Wojciech Ignacok, Prezes Zarządu Spółki (od 15 lipca 2020 r. do 28 lutego 2021 r.), Marek Wadowski, p.o. Prezesa Zarządu Spółki (od 1 do 31 marca 2021 r.), Paweł Strączyński, Prezes Zarządu Spółki (od 1 kwietnia do 4 sierpnia 2021 r.), Artur Michałowski, Prezes Zarządu Spółki (od 5 sierpnia 2021 r. do 10 kwietnia 2022 r.) (akta kontroli str. 3-4)
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Realizacja obowiązków związanych z udziałem dostawcy mocy w aukcji mocy.2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych.3. Efekty uczestnictwa w rynku mocy.
Okres objęty kontrolą	Lata 2018-2022 (I połowa), z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ³ .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Katowicach
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none">1. Tomasz Raszka, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr LKA/196/2022 z 28 września 2022 r.2. Artur Stekla, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LKA/239/2022 z 28 listopada 2022 r. (akta kontroli str.1-2)

¹ Dalej „Spółka”.

² Dalej „Prezes”.

³ Dz. U. z 2022 r. poz. 623, dalej „ustawa o NIK”.

II. Ocena ogólna⁴ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w badanym zakresie.

Uzasadnienie
oceny ogólnej

Spółka, działając jako dostawca mocy, z upoważnienia właścicieli jednostek wytwórczych rynku mocy, prawidłowo wykonała obowiązek zgłoszenia jednostek wytwórczych do certyfikacji, a także obowiązki związane z udziałem tych jednostek w aukcjach mocy.

Dostawca mocy prawidłowo wypełniał również obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wobec Operatora⁵, wynikające z zawartych umów mocowych dla jednostek nowych i modernizowanych. W szczególności wszystkie ww. jednostki rynku mocy w wyznaczonym terminie osiągnęły tzw. Finansowy Kamień Milowy (FKM), tj. spełniły wymagania określone w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy⁶, a także sześć z siedmiu takich jednostek osiągnęło tzw. Operacyjny Kamień Milowy (OKM) przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, tj. spełniło wymagania określone w art. 52 ust. 2 ww. ustawy. W przypadku jednej nowej jednostki wytwórczej nie osiągnięto OKM przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, lecz z opóźnieniem wynoszącym 54 dni (nie świadczyła ona obowiązku mocowego wynikającego z zawartej umowy mocowej w okresie od 1 stycznia do 23 lutego 2022 r.), co jednak spowodowane było wstrzymaniem działalności gospodarczej przez dostawcę kluczowych komponentów jednostki wytwórczej. Terminowo składano raporty o stanie zaawansowania inwestycji, przedstawiając wraz z nimi m.in. aktualne harmonogramy rzeczowo-finansowe oraz zestawienia poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Spółka prawidłowo wywiązywała się z obowiązku mocowego z tytułu zawartych umów mocowych. Jedynie w dwóch przypadkach [...], nie wywiązała się w pełni z obowiązku mocowego, co stanowiło niewielki odsetek łącznego obowiązku mocowego wynikającego ze wszystkich zawartych umów mocowych. Z tytułu uzyskania negatywnego wyniku testowego okresu zagrożenia dla [...] Spółka uiściła karę w łącznej wysokości [...] i zwróciła operatorowi pobrane wynagrodzenie w kwocie [...]. Spółka, zgodnie z postanowieniami odpowiednich umów zawartych z właścicielami ww. jednostek wytwórczych mocy, wyegzekwowała od nich zwrot kwot z tytułu kar za niewykonanie obowiązku mocowego.

Prawidłowo realizowano transakcje na rynku wtórnym w zakresie obrotu obowiązkiem mocowym. Sposób wykonania obowiązku mocowego zapewniał dostarczanie mocy elektrycznej zgodnie z zawartymi umowami mocowymi oraz osiąganie wyników z działalności wytwórczej, w szczególności kosztów wytwarzania, na zaplanowanym poziomie. Prawidłowo wywiązano się z obowiązków informacyjnych dotyczących spełniania limitu emisji.

⁴ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁵ Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA.

⁶ Dz.U. z 2021 r. poz. 1854 ze zm., zwanej dalej „ustawą o rynku mocy”.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁷ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Realizacja obowiązków związanych z udziałem dostawcy mocy w aukcji mocy

Opis stanu faktycznego

1.1. W okresie objętym kontrolą Spółka nie była właścicielem jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW. Pełniła natomiast rolę dostawcy mocy w odniesieniu do 18 jednostek rynku mocy na podstawie udzielonych upoważnień do składania wniosków o certyfikację i pełnienia roli dostawcy mocy⁸ (zał. 4.2 do Regulaminu Rynku Mocy⁹). Z właścicielami jednostek rynku mocy posiadała zawarte umowy o dysponowanie jednostkami fizycznymi na potrzeby procesów rynku mocy.

(akta kontroli str. 29-76, 77-171)

Zgodnie ze Strukturą Organizacyjną Spółki¹⁰ koordynacja procesu przygotowania Grupy TAURON do uczestnictwa w rynku mocy, zarządzanie procesem udziału jednostek rynku mocy w rynku wtórnym należało do zakresu działania Zespołu Planowania Handlowego w Obszarze Zarządzania Portfelem¹¹.

(akta kontroli str. 182)

Każdą ww. fizyczną jednostkę wytwórczą zgłoszono do certyfikacji ogólnej w wymaganym przepisami terminie¹² dla każdego roku okresu objętego kontrolą, poprzez złożenie, w formie elektronicznej, stosownego wniosku o wpis do rejestru. Dla każdej z nich taki wpis otrzymano.

(akta kontroli str. 183-184)

Ponadto Grupa Kapitałowa Tauron, w której Spółka była spółką dominującą, zaplanowała i realizowała w okresie objętym kontrolą budowę nowych jednostek fizycznych wytwórczych, tj.:

- budowę bloku energetycznego o mocy 910 MWe na parametry nadkrytyczne w Jaworznie - blok został przekazany do eksploatacji w listopadzie 2020 r., właścicielem tej jednostki wytwórczej oraz dostawcą mocy była spółka Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o., a od października 2022 r. (w wyniku jej przejęcia) należąca do ww. Grupy spółka Tauron Wytwarzanie SA,
- budowę bloku gazowo-parowego o mocy 449 MWe wraz z członem ciepłowniczym o mocy 240 MWt w Stalowej Woli, blok został przekazany do eksploatacji we wrześniu 2020 r., właścicielem tej jednostki wytwórczej oraz dostawcą mocy była należąca do Grupy spółka Elektrociepłownia Stalowa Wola SA,
- budowę farmy wiatrowej Piotrków (w gminach Wolbórz i Moszczenica w województwie łódzkim) o mocy 30 MW - zakończono w październiku 2022 r., właścicielem tej jednostki wytwórczej oraz dostawcą mocy była należąca do ww. Grupy spółka Tauron Zielona Energia Sp. z o.o.,

⁷ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

⁸ Właścicielami ww. jednostek byli:[...].

⁹ Zatwierdzonego decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRR.WAR.7120.1.18 z dnia 30 marca 2018 r., zmienionego kolejnymi decyzjami Prezesa URE: nr DRR.WAR.770.30.2020.BPe z dnia 4 września 2020 r., nr DRR.WAR.770.44.2020.BPe z dnia 30 grudnia 2020 r. i nr DRR.WAR.770.431.2021.BPe z dnia 10 listopada 2021 r., zwanego dalej „Regulaminem Rynku Mocy”.

¹⁰ Stanowiącą załącznik nr 1 do zarządzenia nr 13/2021 Prezesa Zarządu Spółki z 26 maja 2021 r.

¹¹ Według wcześniej obowiązujących Struktur Organizacyjnych m.in. do zakresu działania Zespołu Analiz Rynku Mocy.

¹² Wyznaczanym co roku przez Operatora na podstawie art. 3 ust. 6 ustawy o rynku mocy.

- budowę farmy wiatrowej Majewo o mocy 6 MW (zakończono w listopadzie 2022 r.),
- budowę farmy wiatrowej Mierzyn o mocy 58,5 MW (planowane zakończenie w IV kwartale 2024 r.),
- budowę farm fotowoltaicznych w kilku lokalizacjach (na terenach niewykorzystanych gospodarczo należących do Grupy Kapitałowej Tauron) o łącznej mocy do 150 MW, z których najbardziej zaawansowanym projektem była budowa farmy fotowoltaicznej w Mysłowicach o szacunkowej mocy ok. 40 MW (planowane uruchomienie w II kwartale 2023 r.).

(akta kontroli str. 185-198)

1.2. Spółka, działając jako dostawca mocy, złożyła - na podstawie art. 15 ust. 1 ustawy o rynku mocy - wnioski o certyfikację:

- dla roku dostaw 2021 – dla 12 jednostek mocy, z tego dla: sześciu jednostek istniejących, pięciu modernizowanych oraz jednej nowej, wszystkie wnioski dotyczyły dopuszczenia do aukcji głównej, a dodatkowo dla jednej jednostki istniejącej również dopuszczenia do aukcji dodatkowych,
- dla roku dostaw 2022 – dla ośmiu jednostek mocy, z tego dla: pięciu jednostek istniejących o dopuszczenie do aukcji głównej, a dla trzech jednostek istniejących o dopuszczenie do aukcji dodatkowych,
- dla roku dostaw 2023 – dla siedmiu jednostek mocy, z tego dla: pięciu jednostek istniejących o dopuszczenie do aukcji głównej, a dla dwóch jednostek istniejących o dopuszczenie do aukcji dodatkowych,
- dla roku dostaw 2024 dla sześciu jednostek mocy, z tego dla: pięciu jednostek istniejących oraz jednej jednostki modernizowanej o dopuszczenie do aukcji głównej,
- dla roku dostaw 2025 dla trzech jednostek mocy, z tego dla: jednej jednostki nowej i dwóch jednostek istniejących o dopuszczenie do aukcji głównej,
- dla roku dostaw 2026 dla jednej jednostki istniejącej o dopuszczenie do aukcji głównej,
- dla roku dostaw 2027 dla jednej jednostki istniejącej o dopuszczenie do aukcji głównej,

Ponadto, wszystkie ww. wnioski obejmowały również zgłoszenie do udziału w rynku wtórnym.

(akta kontroli str. 172-178)

W wyniku szczegółowego badania 14 wybranych wniosków o certyfikację do aukcji (w tym sześciu wniosków o certyfikację złożonych dla jednostek modernizowanych¹³, dwóch dla jednostek nowych¹⁴ oraz sześciu dotyczących jednostek istniejących¹⁵, stwierdzono, że:

- wszystkie wnioski o certyfikację zawierały wymagane informacje określone w art. 19 ust. 1 ustawy o rynku mocy,
- dla wszystkich nowych i modernizowanych jednostek rynku mocy wytwórczych ubiegano się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż jeden rok – we wszystkich tych wnioskach zawarto planowane oraz poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami, a także niezależną ekspertyzę potwierdzającą m.in. powyższe nakłady oraz planowane

¹³ [...].

¹⁴ [...].

¹⁵ [...].

spełnienie wymagań emisyjnych zgodnych z odpowiednimi dyrektywami¹⁶, informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania oraz harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji, określone odpowiednio w art. 19 ust. 2 i 3 ustawy o rynku mocy,

- w przypadku jednej jednostki [...] ubiegano się o wydłużenie okresu dostaw o dwa lata w stosunku do maksymalnego okresu dostaw określonego w art. 25 ust. 4 pkt 1 ustawy o rynku mocy, w niezależnej ekspertyzie potwierdzono spełnienie przez nią wymagań określonych w art. 25 ust. 5 pkt 1 ustawy o rynku mocy¹⁷.

Wszystkie jednostki wytwórcze zgłoszone przez Spółkę do certyfikacji otrzymały taki certyfikat.

(akta kontroli str. 199-205, 216-219, 258-309)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w badanym obszarze.

OBSZAR

2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych

Opis stanu
faktycznego

2.1. W okresie objętym kontrolą Spółka zawarła łącznie 38 umów mocowych dotyczących dostaw w kolejnych latach okresu 2021 - 2027 (z tego dla każdego roku odpowiednio: 12, 8, 7, 6, 3, 1, 1), z czego 30 umów (w przypadku jednostek istniejących¹⁸) zostało zawartych na okres jednego roku, sześć (w przypadku jednostek modernizowanych¹⁹) na okres pięciu lat oraz (w przypadku nowych jednostek²⁰) po jednej na okres 15 i 17 lat.

(akta kontroli str. 172-178, 220-257)

Spółka wypełniła obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wobec Operatora wynikające z zawartych umów mocowych (na okres dostaw dłuższy niż jeden rok) dotyczących nowych (dwóch²¹) i modernizowanych (sześciu²²) jednostek mocy.

W szczególności wszystkie ww. jednostki rynku mocy w wyznaczonym terminie²³ osiągnęły Finansowy Kamień Milowy (FKM), tj. spełniły wymagania określone

¹⁶ Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) - Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, ze zm. lub odpowiednio dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str.1.9), zwanymi dalej „dyrektywami ws. emisji”.

¹⁷ Określono w nich, że jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla powinien być mniejszy lub równy 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej, w jej przypadku wynosił on [...] na 1 MWh wytwarzanej energii.

¹⁸ Na rok dostaw 2021: [...], na rok dostaw 2022: [...], na rok dostaw 2023: [...], na rok dostaw 2024: [...], na rok dostaw 2025: [...], na rok dostaw 2026: [...], na rok dostaw 2027: [...].

¹⁹ [...] (wszystkie począwszy od 2021 r.) oraz [...] (począwszy od 2024 r.).

²⁰ [...] (17 lat począwszy od 2021 r.) i [...] (15 lat począwszy od 2025 r.).

²¹ [...].

²² [...].

²³ Tj. 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy - w brzmieniu tego przepisu obowiązującym do 18 czerwca 2021 r. - dotyczyło to: [...] – w przypadku aukcji głównej na rok dostaw 2021 dniem ogłoszenia był 27 listopada 2018 r. (Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 99/2018) oraz [...] - w przypadku aukcji głównej na rok dostaw 2024 dniem ogłoszenia był 30 grudnia 2019 r. (Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 106/2019) oraz nie później niż w terminie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji mocy - w brzmieniu tego przepisu obowiązującym po 19 czerwca 2021 r. - dotyczyło to [...] - w przypadku aukcji głównej na rok dostaw 2025 dniem ogłoszenia był 5 stycznia 2021 r. (Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 2/2021).

w art. 52 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy o rynku mocy²⁴, przedstawiono dla tych jednostek dokumenty potwierdzające: poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10% całkowitych planowanych nakładów finansowych (dla poszczególnych jednostek udział ten mieścił się w przedziale od 10,2% do 126,5%) i zawarcia umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% całkowitych planowanych nakładów finansowych (dla poszczególnych jednostek udział ten mieścił się w przedziale od 33,7% do 125,4%).

Spośród ww. ośmiu jednostek rynku mocy, dla których zawarto umowy na więcej niż jeden rok dostaw:

- pięć modernizowanych jednostek rynku mocy²⁵ oraz jedna nowa jednostka rynku mocy²⁶ osiągnęły Operacyjny Kamień Milowy (OKM) przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw (2021 rok w przypadku modernizowanych jednostek oraz 2025 rok w przypadku nowej jednostki),
- w przypadku jednej nowej jednostki rynku mocy²⁷ osiągnięto OKM 23 lutego 2021 r., tj. 54 dni po rozpoczęciu pierwszego okresu dostaw,
- jedna modernizowana jednostka rynku mocy²⁸ nie była zobowiązana do osiągnięcia OKM do dnia zakończenia czynności kontrolnych (jej pierwszy okres dostaw przypadał na 2024 rok), modernizacja miała zakończyć się do 30 listopada 2023 r.²⁹, termin zakończenia OKM powinien zostać spełniony do 31 grudnia 2023 r.).

Dla ww. jednostek, które osiągnęły OKM, przedstawiono, zgodnie z art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy³⁰:

- dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez te jednostki w wielkości nie mniejszej niż 95% iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, określonych w certyfikacie, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny (oświadczenie wg wzoru wraz z wyciągiem z danych pomiarowych);
- dokumenty potwierdzające zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji oraz planowanych nakładów finansowych na tę jednostkę rynku mocy (oświadczenie o spełnieniu OKM i potwierdzenie realizacji harmonogramu rzeczowo-finansowego – wg wzoru określonego w załączniku nr 14.4 do Regulaminu Rynku Mocy);
- oświadczenie o poniesieniu całkowitych nakładów inwestycyjnych - wg wzoru określonego w załączniku nr 14.2 do Regulaminu Rynku Mocy;
- niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - poniesienie nakładów finansowych na daną jednostkę rynku mocy w wysokości nie mniejszej niż wymagany poziom nakładów, obliczony jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonych dla danej aukcji głównej (wynikającego z rozporządzenia Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023³¹);

²⁴ W brzmieniu ustawy obowiązującym wówczas, tj. do 30 sierpnia 2021 r.

²⁵ Dotyczy to jednostek: [...].

²⁶ [...].

²⁷ [...].

²⁸ [...].

²⁹ Zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym inwestycji.

³⁰ W brzmieniu ustawy obowiązującym wówczas, tj. do 30 sierpnia 2021 r.

³¹ Dz. U. poz. 1632.

- spełnienie wymagań emisyjnych zgodnie z dyrektywami ws. emisji – w przypadku ubiegania się o wydłużenie okresu dostaw o dwa lata w stosunku do maksymalnego okresu dostaw³².

(akta kontroli str. 310-312, 313-326)

Przyczyną nieosiągnięcia OKM przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw w przypadku jednostki rynku mocy [...] było przesunięcie terminu dostawy kluczowych komponentów jednostki wytwórczej ze względu na brak możliwości dostawy elementów układu wytwórczego przez producenta włoskiego w umownie określonym terminie, tj. 24 sierpnia 2020 r. To z kolei spowodowane było wystąpieniem siły wyższej - pandemii koronawirusa SARS-CoV-2, w wyniku której Rząd Republiki Włoskiej podjął decyzję dotyczącą wstrzymania prawie wszystkich rodzajów działalności gospodarczej, w tym zakładów oraz procesów produkcyjnych dostawcy, począwszy od 23 marca 2020 r.

Operator obciążył Spółkę karami wynikającymi z opóźnienia w spełnieniu Operacyjnego Kamienia Milowego dla nowej jednostki rynku mocy [...] na podstawie art. 47 ust. 2 ustawy o rynku mocy w łącznej wysokości [...]³³.

Spółka, zgodnie z postanowieniami umowy zawartej z właścicielem ww. jednostki wytwórczej rynku mocy³⁴, wyegzekwowała od niego zwrot ww. kwoty.

W związku z ww. opóźnieniem w spełnieniu OKM Spółka w styczniu 2021 r. nie otrzymała wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego, natomiast w lutym 2021 r. otrzymała z tego tytułu obniżone wynagrodzenie w kwocie [...]. Łączna szacunkowa wartość utraconego wynagrodzenia z tytułu obowiązku mocowego w okresie styczeń-luty 2021 r. wyniosła [...]³⁵.

(akta kontroli str. 327-329, 330-339, 340-342)

2.2. Spółka jako dostawca mocy wywiązywała się z obowiązku sprawozdawczego określonego w pkt 14.13.1. Regulaminu Rynku Mocy, tj. składała Operatorowi – w odniesieniu do nowej lub modernizowanej jednostki po osiągnięciu FKM - raporty o stanie zaawansowania inwestycji (zgodnie z załącznikiem 14.7. do Regulaminu Rynku Mocy w brzmieniu wówczas obowiązującym) w terminie 7 dni kalendarzowych po zakończeniu każdego okresu obejmującego 6 pełnych miesięcy kalendarzowych, począwszy od drugiego roku następującego po roku, w którym odbyła się aukcja główna, w wyniku której dostawca mocy zawarł umowę mocową na więcej niż jeden rok dostaw.

Wraz z raportami składano m.in. aktualny harmonogram rzeczowo-finansowy (zgodnie z załącznikiem 7.3a do Regulaminu Rynku Mocy w brzmieniu wówczas obowiązującym), wymienione w nim terminy zawarcia kontraktu na realizację inwestycji były zgodne z terminami zawarcia tych kontraktów wynikającymi z zestawienia zawartych umów w raporcie o stanie zaawansowania inwestycji. Raporty zostały pozytywnie zweryfikowane przez Operatora.

Spółka informowała też o opóźnieniach w realizacji OKM w przypadku jednostki [...] ze względu na wystąpienie okoliczności niezależnych od inwestora (wskazując nowy planowany termin 11 lutego 2023 r.) w odrębnym raporcie o stanie zaawansowania inwestycji.

(akta kontroli str. 343-344, 458, 467)

Dla każdej jednostki mocy posiadającej umowę mocową zawartą na rok dostaw 2021 i 2022 (z wyjątkiem przypadku dot. jednostki mocy [...], opisanego niżej związanego

³² Dotyczy wyłącznie [...].

³³ [...].

³⁴ § 7 ust. 2 pkt 2 umowy nr [...] o dysponowanie jednostką fizyczną na potrzeby procesów rynku mocy zawartej z [...].

³⁵ [...].

z „testowym okresem zagrożenia”), po zakończeniu każdego kwartału Spółka wykazywała zdolność do wykonywania obowiązku mocowego (tzw. demonstrację, zgodnie z art. 67 ust. 1 ustawy o rynku mocy), tj. że wytworzyła energię elektryczną w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw, zgodnie z art. 67 ust. 3 pkt 2 ustawy o rynku mocy. W oparciu o okazane potwierdzenia wykazania zdolności do wykonania obowiązku mocowego (demonstracji) stwierdzono, że wskazana w nich liczba godzin była zgodna z §7 w związku z §12 rozporządzenia Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym³⁶ i obejmowała godziny od 7.00 do 22.00 w dniach przypadających od poniedziałku do piątku. OSP potwierdziło wykonanie ww. demonstracji.

(akta kontroli str. 345-347, 349)

W okresie obejmującym cały 2021 r. i trzy pierwsze kwartały 2022 r. w stosunku do jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym, Operator 16 razy ogłaszał testowy okres przywołania na rynku mocy³⁷ (na podstawie art. 67 ust. 5 ustawy o rynku mocy). W 14 przypadkach³⁸ testowy okres przywołania zakończył się wynikiem pozytywnym – moc dostarczana przez poddaną testowi jednostkę rynku mocy była nie mniejsza od pełnej wielkości obowiązku mocowego w testowym okresie zagrożenia. W pozostałych dwóch przypadkach wynik testu był negatywny, co opisano niżej w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*. Operator nie wyznaczał kolejnych testowych okresów przywołania w tych samych kwartałach.

(akta kontroli str. 359-370, 381-382)

W okresie 2021-2022 (do czasu zakończenia kontroli) Operator (PSE) ogłosił dwa okresy przywołania na rynku mocy – oba w dniu 23 września 2022 r., z czego jeden w godzinach od 19.00 do 20.00 oraz drugi w godzinach od 20.00 do 21.00. Wielkość dostarczonej mocy do systemu w ww. okresie była w przypadku każdej jednostki zobowiązanej do świadczenia obowiązku mocowego większa od skorygowanego obowiązku mocowego obliczonego na podstawie art. 58 ust. 1 ustawy o rynku mocy (w pierwszym z ww. okresów łączna wartość skorygowanego obowiązku mocowego do dostarczenia wynosiła [...], a dostarczono łącznie [...], w drugim okresie łączna wartość skorygowanego obowiązku mocowego do dostarczenia wynosiła [...], a dostarczono łącznie [...].

Tylko w przypadku jednej jednostki [...], wcześniej zawarto - na rynku wtórnym - transakcję przeniesienia obowiązku mocowego z tej jednostki w okresie od 6 do 24 września 2022 r. na jednostki rezerwy wewnętrznej, w związku z czym jej skorygowany obowiązek mocy na ten dzień wynosił 0 MW.

(akta kontroli str. 383-384, 385-391)

2.3. Spółka realizowała transakcje na rynku wtórnym w zakresie obrotu obowiązkiem mocowym. Na dostawy mocy w okresie od 1 stycznia 2021 r. do 30 czerwca 2022 r. dla wszystkich 18 jednostek mocy, w odniesieniu do których Spółka pełniła rolę dostawcy mocy, przeprowadzono łącznie 674 transakcje dotyczące obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym³⁹ (z tego: 312 transakcji w zakresie nabycia obowiązku mocowego i 362 transakcje zbycia obowiązku mocowego innym jednostkom rynku mocy). Transakcje zawierano zarówno z jednostkami z Grupy TAURON (669 transakcji), jak i spoza tej Grupy (pięć

³⁶ Dz. U. poz. 1455, dalej: „rozporządzenia ws. obowiązku mocowego”.

³⁷ Wcześniej - tj. w wersji ustawy o rynku mocy obowiązującej do 3 listopada 2022 r. - zwany „testowym okresem zagrożenia”.

³⁸ [...].

³⁹ Tj. transakcje, o których mowa w art. 48 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy. W ww. okresie nie realizowano transakcji w zakresie realokacji wielkości wykonanego obowiązku mocowego.

transakcji). Wielkość obowiązku mocowego poszczególnej transakcji kształtowała się w przedziale od 0,01 do 190,0 MW. Transakcje te odnosiły się do godzin od 7⁰⁰ do 22⁰⁰ w dniach przypadających od poniedziałku do piątku. Na podstawie zbadanej próby 10 transakcji dokonanych na rynku wtórnym⁴⁰, ustalono, że transakcje te zostały zgłoszone do rejestru rynku mocy najpóźniej 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczą, tj. w terminie określonym w art. 48 ust. 2 pkt 3 lit. a ustawy o rynku mocy. Operator nie wyraził sprzeciwu wobec tych transakcji.

(akta kontroli str. 392-411)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki, w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

W dwóch przypadkach nie wykonano obowiązku wynikającego z umów mocowych: [...] - wyniki testowych okresów zagrożenia, ogłoszonych przez Operatora na podstawie art. 67 ust. 5 ustawy o rynku mocy, były negatywne.

(akta kontroli str. 359-370, 381-382)

Jak wyjaśnił Kierownik Zespołu Planowania Handlowego, *ze względu na specyfikę wyznaczania wykonania testowego okresu przywołania dla jednostki [...] [jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania] nie można jednoznacznie określić przyczyny negatywnego wyniku. Dla tej jednostki redukcja poboru była wykonywana przez dwa niezależne źródła odbiorcze o różnej specyfice redukcji odbioru energii elektrycznej, które łącznie nie osiągnęły wymaganego poziomu redukcji. W sprawie działań podejmowanych przez Spółkę jako dostawcę mocy, by usunąć przyczyny uniemożliwiające wywiązanie się z obowiązku mocowego, wyjaśnił, że podjęte zostały działania szkoleniowe dotyczące sposobu naliczania wykonania obowiązku mocowego przez jednostki DSR – kolejne testowe okresy przywołania zostały wykonane z nadwyżką.*

(akta kontroli str. 358)

Zgodnie z §13 ust. 2 rozporządzenia ws. obowiązku mocowego, jeżeli w odniesieniu do jednostki rynku mocy w danym kwartale został ogłoszony testowy okres zagrożenia lub jeżeli ogłoszono okres zagrożenia, uznaje się, że jednostka ta wykazała zdolność do wykonania obowiązku mocowego, o której mowa w art. 67 ust. 1 ustawy o rynku mocy, w przypadku uzyskania pozytywnego wyniku testowego okresu zagrożenia lub wykonania pełnego skorygowanego obowiązku mocowego w okresie zagrożenia. Dla ww. jednostki mocy uzyskano negatywny wynik testowego okresu zagrożenia i było to równoznaczne z niewykonaniem demonstracji (w dniu 13 kwietnia 2021 r., gdy Spółka złożyła oświadczenie o niewykazaniu zdolności do wykonania obowiązku mocowego dla jednostki mocy [...]).

Jak wyjaśnił Kierownik Zespołu Planowania Handlowego, *na podstawie dotychczasowych doświadczeń operatora jednostki w zakresie uczestnictwa w innych programach redukcji poboru, przewidywany był wynik pozytywny. Informacja o negatywnym rezultacie została przekazana przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) w dniu 09.04.2021 r., przez co nie było już możliwe wykonanie demonstracji poprzez przeprowadzenie kolejnego testu jeszcze w I kwartale.*

(akta kontroli str. 357)

W zakresie jednostki [...] Kierownik Zespołu Planowania Handlowego wyjaśnił, że testowy okres zagrożenia *nie został zrealizowany ze względu na awarię wynikającą z zakłóceń w układzie podawania paliwa do kotła parowego bloku*

⁴⁰ Doboru próby dokonano w sposób celowy, wybierając 10 transakcji (z tego po 5 transakcji zbycia i 5 transakcji nabycia) o największej wielkości obowiązku mocowego (od 184,0 do 190,0 MW).

[...]. Spółka miała do czynienia z awarią, co oznacza, że niedyspozycyjność jednostki nastąpiła niespodziewanie i nie było możliwości wcześniejszego zabezpieczenia ryzyka wystąpienia takiej sytuacji. W naszej ocenie ryzyko awarii jednostek jest ryzykiem, które stanowi immanentną część uczestnictwa konwencjonalnych jednostek wytwórczych w rynku mocy.

Podejmowano próby zabezpieczenia wykonania obowiązku mocowego (na rynku wtórnym), z treści wyjaśnień złożonych przez właściciela ww. jednostki mocy⁴¹ wynika, że nie było to jednak możliwe ani w ramach aktywów Grupy TAURON (ze względu na występujące w tym samym czasie postoje remontowe innych jednostek), ani poprzez odsprzedaż obowiązku mocowego obcym podmiotom (z uwagi na brak wystarczających ofert na rynku zewnętrznym).

(akta kontroli str. 358, 473)

Skutkiem powyższego było uiszczenie przez Spółkę na rzecz Operatora kary za niewykonanie obowiązku mocowego, naliczanej na zasadach określonych w art. 59 ustawy o rynku mocy, w łącznej wysokości [...]⁴². Spółka, zgodnie z postanowieniami odpowiednich umów zawartych z właścicielami ww. jednostek wytwórczych mocy⁴³, wygzekwowała od nich zwrot ww. kwoty.

(akta kontroli str. 371-380)

Zgodnie z art. 67 ust. 4 ustawy o rynku mocy, Spółka zwróciła ponadto Operatorowi pobrane wcześniej wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego przez jednostkę [...] należne za cały I kwartał 2021 r. w łącznej kwocie [...].

(akta kontroli str. 350-355)

OCENA CZĄSTKOWA

Spółka prawidłowo wywiązywała się z obowiązku mocowego z tytułu zawartych umów mocowych. Również obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wobec operatora systemu przesyłowego wynikające z zawartych umów mocowych realizowane były w prawidłowy sposób. Jedynie w dwóch przypadkach [...], nie wywiązała się w pełni z obowiązku mocowego, co stanowiło niewielki odsetek łącznego obowiązku mocowego wynikającego ze wszystkich zawartych umów mocowych. Z tytułu uzyskania negatywnego wyniku TOZ dla [...] spółka uiszcza karę w wysokości [...] i zwróciła operatorowi pobrane wynagrodzenie w kwocie [...].

3. Efekty uczestnictwa w rynku mocy

Opis stanu faktycznego

3.1. W dokumentach związanych z realizacją inwestycji polegających na modernizacji istniejących lub budowie nowych jednostek rynku mocy zakładano uzyskanie dodatkowych przychodów w ramach rynku mocy.

W przypadku pięciu modernizowanych jednostek mocy⁴⁴ założono uzyskanie w ciągu 10 lat trwania projektu (2021-2030) - w zależności od scenariusza⁴⁵ - łącznych przychodów z rynku mocy w wysokości odpowiednio: [...] i określono je jako „główny motor napędowy NPV” obok marży na sprzedaży elektrycznej, stanowiły bowiem odpowiednio: 59%, 53% i 43% całkowitych przychodów ze sprzedaży w trakcie realizacji projektu.

W biznesplanie realizacji inwestycji polegającej na budowie nowej jednostki rynku mocy⁴⁶ założono uzyskanie w ciągu 17 lat trwania projektu łącznych przychodów

⁴¹ [...].

⁴² [...].

⁴³ § 8 ust. 2 pkt 4 odpowiednio: umowy nr [...] o dysponowanie jednostkami fizycznymi na potrzeby procesów rynku mocy zawartej z [...] oraz umowy nr [...] o dysponowanie jednostkami fizycznymi na potrzeby procesów rynku mocy zawartej z [...].

⁴⁴ [...].

⁴⁵ Poszczególne scenariusze opracowane były dla trzech różnych przewidywanych cen obowiązku mocowego: [...].

⁴⁶ [...].

z rynku mocy w wysokości [...], co stanowiło ok. 8% całkowitych przychodów ze sprzedaży w trakcie realizacji projektu.

(akta kontroli str. 415, 420-421, 432)

Koszty wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej – dla poszczególnych pięciu modernizowanych jednostek wytwórczych wynosiły przed modernizacją (w 2020 r.) [...] i obejmowały głównie: koszty paliwa z kosztami zakupu (48-54%), koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (42-47%) oraz koszty odsiarczania (1-3%).

Po modernizacji (w 2021 r.) koszty wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej wzrosły i wynosiły dla poszczególnych jednostek wytwórczych [...], a obejmowały: koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (57-62%), koszty paliwa z kosztami zakupu (34-41%), oraz koszty odsiarczania (1-3%).

Jak wynika z powyższego, po modernizacji koszty wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej przez poszczególne jednostki mocy wzrosły (w 2021 r. w porównaniu do 2022 r.) o odpowiednio od 29% do 41%, przy czym było to spowodowane głównie znacznym wzrostem kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (o 69%-90% dla poszczególnych jednostek), pozostałe rodzaje kosztów uległy niewielkim zmianom.

(akta kontroli str. 437-439)

3.2. Spółka otrzymała wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego przez jednostki mocy, w stosunku do których pełniła rolę dostawcy mocy. Operator, zgodnie z art. 58 ust. 6 ustawy o rynku mocy, w terminie 7 dni od zakończenia każdego miesiąca, przekazywał Spółce informację o należnym za dany miesiąc wynagrodzeniu. Spółka jako dostawca mocy nie zgłaszała zastrzeżeń/uwag w zakresie otrzymanych informacji. Na ich podstawie - zgodnie z art. 60 ust. 1 i 2 pkt 1 ustawy o rynku mocy i pkt 17.1.2.5 Regulaminu Rynku Mocy - w terminie trzech dni od otrzymania informacji od Operatora wystawiała fakturę z tytułu wykonania obowiązku mocowego za dany miesiąc, z terminem płatności 21 dni kalendarzowych od daty otrzymania jej przez Operatora. W wyznaczonym terminie Spółka otrzymała wynagrodzenie w należnej wysokości.

Łączna kwota środków uzyskanych przez dostawcę mocy za wykonanie obowiązku mocowego w okresie 2021 – 2022 (I połowa) wyniosła [...]

Z powyższej kwoty Spółka zwróciła Operatorowi wynagrodzenie za wykonanie obowiązku mocowego, należne za I kwartał 2021 r. w łącznej kwocie [...], w związku z niewykonaniem demonstracji dla jednej jednostki mocy (co opisano szerzej w pkt 2.3 wystąpienia).

(akta kontroli str. 340-342, 350-355, 440-445)

Wynagrodzenie uzyskane przez Spółkę w latach 2021-2022 w okresie przestojów technicznych pięciu Jednostek Rynku Mocy⁴⁷ wyniosło łącznie – wg danych uzyskanych od Operatora - [...].

(akta kontroli str. 478-479)

Wielkość środków otrzymanych z tytułu realizacji obowiązku mocowego przez pięć zmodernizowanych jednostek rynku mocy (które od 2021 r. świadczyły obowiązek mocy⁴⁸) była wyższa od wartości wskazanych w analizach przedrealizacyjnych tych inwestycji dot. modernizacji jednostek mocy (sporządzonych przez właściciela tych jednostek w kwietniu 2018 r.). Podano w nich trzy scenariusze opracowane dla trzech różnych przewidywanych cen obowiązku mocowego (odpowiednio: [...]). W zależności od scenariusza założono uzyskanie przez ww. pięć jednostek w ciągu

⁴⁷ Obejmujących tzw. remonty bieżące, remonty awaryjne oraz remonty średnie następujących jednostek: [...].

⁴⁸ [...].

10 lat trwania projektu łącznych przychodów z rynku mocy w wysokości odpowiednio: [...], czyli średnio odpowiednio: [...] rocznie. Faktycznie otrzymano z tego tytułu w pierwszym roku realizacji (2021 r.) [...] ⁴⁹, tj. odpowiednio 159%, 204% i 298% wartości zakładanych w poszczególnych scenariuszach.

Wielkość środków otrzymanych z tytułu realizacji obowiązku mocowego przez nową jednostkę rynku mocy [...] w okresie objętym kontrolą nie odbiegała od wartości wskazanych w biznesplanie tej inwestycji z września 2019 r. W dokumencie tym założono uzyskanie w ciągu 17 lat trwania projektu łącznych przychodów z rynku mocy w wysokości [...], czyli średnio [...] rocznie, faktycznie otrzymano z tego tytułu w pierwszym roku realizacji (2021 r.) [...] (o 12% mniej), przyczyną było jednak opóźnienie w realizacji tej inwestycji i brak otrzymania wynagrodzenia za realizację obowiązku mocowego za styczeń i część lutego 2021 r.

(akta kontroli str. 340-342, 420-421, 432)

3.3. Spółka złożyła w ustawowo wymaganym terminie określonym w art. 67a ust. 1 ustawy o rynku mocy (23 i 24 marca 2022 r., tj. nie później niż 90 dni kalendarzowych od zakończenia roku dostaw 2021) oświadczenia o spełnianiu limitu emisji ⁵⁰ dla dwóch jednostek mocy, które były zobowiązane do wykonywania obowiązku mocowego w 2021 r. ([...]).

Dla pozostałych siedmiu jednostek mocy ([...]) Spółka nie złożyła takiego oświadczenia, co zgodnie z art. 67a ust. 5 ustawy o rynku mocy było równoznaczne ze złożeniem oświadczenia o niespełnieniu limitu emisji przez daną jednostkę rynku mocy w danym roku dostaw.

Wszystkie ww. jednostki nie spełniały ww. limitu, przy czym zawarły umowy mocowe (na rok dostaw 2021) przed 31 grudnia 2019 r. (tj. 20 listopada 2018 r.), w związku z czym niespełnienie limitów emisji nie wpływało na wysokość przychodów otrzymanych na podstawie tej umowy mocowej. Na potwierdzenie powyższego w toku kontroli przedłożono wyjaśnienie PSE, w którym podano, że: *Co do zasady niezłożenie ww. oświadczeń nie wpłynie na uzyskane przychody, ale tylko te pochodzące z umów mocowych zawartych przed 31 grudnia 2019 r. Jeśli omawiana jednostka rynku mocy przejęła na rynku wtórnym jakieś obowiązki mocowe pochodzące z aukcji dodatkowych na rok 2021, to wynagrodzenie pochodzące z takich obowiązków mocowych będzie podlegało zwrotowi. Brak oświadczeń nie wpłynie natomiast na długość umowy mocowej czy konieczność składania innych dokumentów.*

(akta kontroli str. 25-26, 28, 220-252, 446-451)

Wskaźniki emisji zanieczyszczeń poszczególnych substancji wytwarzanych w poszczególnych jednostkach rynku mocy utrzymywały się na podobnym poziomie w poszczególnych latach okresu 2017-2022 (I-III kw.) i wynosiły na koniec każdego roku wg zestawienia:

- dla jednostek zasilanych paliwem węglowym:
 - dwutlenek węgla (CO₂) - od 864 do 1003 g/kWh,
 - dwutlenek siarki (SO₂) – od 0,35 do 0,75 g/kWh,
 - tlenki azotu (NO_x) – od 0,36 do 0,77 g/kWh,
 - pył zawieszony (PM) – od 0,010 do 0,056 g/kWh,
- dla jednostek zasilanych paliwem gazowym:
 - dwutlenek węgla (CO₂) - od 384 do 415 g/kWh,
 - dwutlenek siarki (SO₂) 0,05 g/kWh,

⁴⁹ Faktyczna cena obowiązku mocowego w umowach mocowych zawartych w listopadzie 2018 r. (aukcja główna na rok dostaw 2021) wynosiła 248,49 zł/kWh/rok i była zbliżona do ceny przewidywanej w drugim scenariuszu ([...]).

⁵⁰ Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 17b ustawy o rynku mocy limit emisji oznaczał emisję wynoszącą nie więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej.

– tlenki azotu (NO_x) – od 0,75 do 0,95 g/kWh.

(akta kontroli str. 452-453)

W przypadku dwóch modernizowanych jednostek rynku mocy oraz jednej nowej poziomy zanieczyszczeń - głównie dwutlenku siarki oraz tlenków azotu - były (na koniec 2021 r.) [...] niż wskazano we wnioskach o certyfikację tych jednostek do aukcji głównych na ww. rok dostaw (w przypadku jednostek modernizowanych jako „parametry po modernizacji”), [...].

(akta kontroli str. 207, 212, 217, 452-435)

Kierownik Zespołu Planowania Handlowego wyjaśnił (w sprawie ww. modernizowanych jednostek mocy), że: w *Regulaminie Rynku Mocy ani w publikowanych objaśnieniach nie wskazano sposobu wyliczenia wskaźników emisji po modernizacji oraz że: wobec braku wytycznych ww. wskaźniki wyliczone zostały na podstawie poziomów emisji wynikających z Konkluzji BAT⁵¹ [mg/Nm³] przeliczonych w oparciu o wielkości z 2017 r., tzn. referencyjną ilość spalin [m³u*10³], zużycie energii chemicznej do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [GJ] oraz sumę produkcji brutto energii elektrycznej i produkcji ciepła [MWh]. Przyjęte we wnioskach o certyfikację wskaźniki emisji dla SO₂, NO_x i pyłu stanowiły szacunkowe wskaźniki emisji po wejściu w życie Konkluzji BAT ze względu na nieuniknioną różnicę warunków eksploatacyjnych pomiędzy przyjętym okresem referencyjnym (2017 rok), a przyszłym okresem eksploatacji jednostek (2021 rok), w tym: różnice ilości rozruchów, różnice poziomu obciążenia bloków (sprawność wytwarzania), różnice wolumenów produkcyjnych. (...) W zakresie SO₂ i NO_x jednostki zobligowane są spełniać standardy emisji wynikające z dyrektywy o emisjach przemysłowych oraz graniczne wielkości emisji wynikające z Konkluzji BAT. W 2021 roku wszystkie jednostki rynku mocy spełniły powyższe wymagania.*

W sprawie ww. nowej jednostki Kierownik Zespołu Planowania Handlowego wyjaśnił, że: (...) w materiałach przygotowanych przez właściciela jednostki na potrzeby certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji głównej określono parametry jednostkowych emisji do atmosfery substancji szkodliwych na podstawie dostępnych rynkowo produktów spełniających wymagania i potrzeby projektowe w zakresie średnich jednostkowych wartości poszczególnych emisji substancji emitowanych do atmosfery. Po oddaniu jednostki do eksploatacji, z racji konieczności sprawozdawczego przedłożenia poziomów emisji zlecone zostało specjalistycznej jednostce zewnętrznej fizyczne zmierzenie emisji poszczególnych substancji, odzwierciedlających zarówno fluktuację sprawności układu CHP (występowanie nieliniowej relacji paliwo - moc), jak i zmiany składu chemicznego paliwa w czasie (gaz z odmetanowania kopalń nie jest bowiem paliwem jednorodnym w czasie). Stąd też dane szacunkowe emisji wskazane w certyfikacji odbiegają od wartości mierzalnych obserwowanych w trakcie eksploatacji i są naturalne przy porównaniach tego typu urządzeń wytwórczych.

(akta kontroli str. 456-457)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w badanym obszarze.

⁵¹ Konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (Best Available Techniques) to dokument, którego celem jest m.in. określenie limitów emisyjnych dla instalacji objętych pozwoleniem zintegrowanym.

IV. Uwagi i wnioski

Uwagi i wnioski

Uwzględniając incydentalny charakter niepełnego wykonania obowiązku mocowego oraz podjęte działania, Najwyższa Izba Kontroli nie formułuje uwag ani wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

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

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK, kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do Dyrektora Delegatury NIK w Katowicach. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Katowice, dnia 15 marca 2023 r.

Kontroler

Tomasz Raszka
Doradca ekonomiczny

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Katowicach

.....