



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.010.04.2022

Pan
Zbigniew Piętka
Prezes Zarządu
Enea Wytwarzanie sp. z o.o.
ul. Aleja Józefa Zielińskiego 1,
26-900 Kozienice, Świerże Górne

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/016 – Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Enea Wytwarzanie sp. z o.o., ul. Aleja Józefa Zielińskiego 1, 26-900 Kozienice, Świerże Górne ¹
Kierownik jednostki kontrolowanej	Zbigniew Piętka, Prezes Zarządu od dnia 8 marca 2023 r., poprzednio (od dnia 25 listopada 2022 r. do dnia 7 marca 2023 r.) - członek Rady Nadzorczej oddelegowany do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu, wcześniej: Antoni Józwowicz, Prezes Zarządu od dnia 4 czerwca 2018 r. do dnia 24 listopada 2022 r., Jan Mazurkiewicz p.o. Prezesa Zarządu od dnia 11 maja 2018 do dnia 3 czerwca 2018 r., Krzysztof Figat, Prezes Zarządu od dnia 17 października 2016 r. do dnia 10 maja 2018 r.
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	Od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 30 czerwca 2022 r. (I połowa) z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 <i>ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli</i> ² .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Anna Pruszkowska - główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/87/2022 z dnia 5 października 2022 r.

(akta kontroli str. 1-6)

¹ Dalej także: Enea Wytwarzanie lub Spółka.

² Dz.U. z 2022 r. poz. 623, dalej: ustawa o NIK.

II. Ocena ogólna³ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Enea Wytwarzanie sp. z o.o. w zakresie realizacji obowiązków związanych z udziałem w aukcjach rynku mocy i wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Spółka w okresie objętym kontrolą uczestniczyła w rynku mocy zgodnie z przepisami ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. *o rynku mocy*⁴ oraz *Regulaminem Rynku Mocy*⁵. Prawidłowo wykonała obowiązek zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej, a następnie obowiązki związane z udziałem w aukcjach mocy. W okresie objętym kontrolą Spółka zawarła dziewięć umów mocowych (w zakresie świadczenia obowiązku mocowego określonego w art. 2 ust. 1 pkt 2 i 3 *ustawy o rynku mocy*) na okres pięciu lat z pierwszym okresem dostaw w 2021 r., z łącznym obowiązkiem mocowym w wysokości 2 301,3 MW, a ponadto jedną umowę na okres 15 lat z pierwszym okresem dostaw w 2021 r. o obowiązku mocowym 915,4 MW⁶, przy mocy zainstalowanej 4 072,0 MW wszystkich jednostek wytwórczych.

Procesy inwestycyjne dziewięciu jednostek wytwórczych modernizowanych, dla których zawarto umowy mocowe w wyniku udziału w aukcjach głównych rynku mocy w 2018 r., zakończyły się przed 2021 r., tj. przed rozpoczęciem pierwszego roku dostaw. Łączna kwota poniesionych nakładów wyniosła 1 386 461,1 tys. zł. Spółka zrealizowała pełny zakres rzeczowy planowanych modernizacji, spełniając wymogi w zakresie poniesienia określonego poziomu nakładów inwestycyjnych oraz pozytywnej weryfikacji spełniania wymagań standardów emisyjnych w okresie dostaw – zgodnie z art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*.

Spółka wywiązała się z obowiązku wykonania demonstracji i dostarczenia mocy do systemu w testowym okresie przywołania, a także wykonania obowiązku mocowego w trakcie ogłoszonych dwóch okresów przywołania. Realizowane transakcje na rynku wtórnym przebiegały zgodnie z art. 48 i 49 *ustawy o rynku mocy* i § 15 *rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*⁷. Ponadto Spółka wypełniła obowiązki informacyjne dotyczące spełnienia limitu emisji, a także wywiązała się z obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych wobec Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA⁸.

³ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁴ Dz. U. z 2021 r. poz. 1854. Dalej: *ustawa o rynku mocy*.

⁵ Zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRR.WAR.7120.1.18 z dnia 30 marca 2018 r., zmieniony kolejnymi decyzjami Prezesa URE: nr DRR.WAR.770.30.2020.BPe z dnia 4 września, dalej: RRM.

⁶ W grudniu 2017 r. została oddana do eksploatacji nowa jednostka wytwórcza w Enea Wytwarzanie – El. Koziencice – blok 11, o mocy zainstalowanej netto 1 111,8 MW. Z tego względu w ramach certyfikacji do aukcji głównej przeprowadzonej w 2018 r. (z okresem dostaw od 2021 r.) zgodnie z art. 95 *ustawy o rynku mocy* została zidentyfikowana jako jednostka istniejąca, która rozpoczęła wytwarzanie energii elektrycznej po dniu 1 lipca 2017 r., dla której wykazane zostanie spełnienie parametrów, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4, w pierwszej aukcji głównej jest uprawniona do posiadania statusu cenotwórcy oraz do zawarcia umowy mocowej na okres nie dłuższy niż odpowiednio 5 lub 15 okresów dostaw. Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych wyniósł [...] - - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa 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) w związku z art. 11 ust. 2 *ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1233). Wyłączenia dokonano w interesie Enea Wytwarzanie sp. z o.o.

⁷ Dz. U. poz. 1455. Dalej: *rozporządzenie w sprawie wykonania OM*.

⁸ Dalej: PSE lub Operator.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁹ kontrolowanej działalności

OBSZAR

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

Opis stanu faktycznego

1.1. Wykonanie obowiązku zgłoszenia jednostki wytwórczej do certyfikacji

Enea Wytwarzanie sp. z o.o. funkcjonuje w Grupie Kapitałowej ENEA (GK ENEA) i podstawowym przedmiotem jej działalności jest produkcja energii elektrycznej i ciepłej¹⁰. Zarządzana przez Spółkę elektrownia w Świerżach Górnych koło Kozienic posiada obecnie 11 (węglowych) wysokosprawnych bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej 4 072,0 MW.

W 2018 r. Enea Wytwarzanie sp. z o.o., w ramach swoich struktur, była podzielona na trzy segmenty, do których były przypisane następujące jednostki wytwórcze:

- 1) segment elektrownia systemowa: 11 jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych – JWCD (bloki od 1 do 11), które w zapisach posiadanej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej zostały podzielone na:
 - jednostkę nr 1 o łącznej mocy zainstalowanej netto 2 960,0 MW (Bloki 1-10), w ramach której energia elektryczna wytwarzana była w procesie spalania paliw konwencjonalnych (węgiel kamienny i olej opałowy) na blokach 9-10 oraz w ramach współspalania paliw konwencjonalnych i biomasy na blokach 1-8,
 - jednostkę nr 2 (blok 11) o mocy zainstalowanej netto 1 111,8 MW, w ramach której energia elektryczna pochodziła ze spalania paliw konwencjonalnych (węgiel kamienny i olej opałowy);
- 2) segment ciepło (Elektrociepłownia Białystok), w ramach którego ustanowiono jednostkę kogeneracji (TPU¹¹) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej netto 203,5 MW, w podziale na:
 - blok nr 1, instalacja odnawialnego źródła energii (OZE) – dedykowana spalaniu biomasy, o mocy zainstalowanej elektrycznej netto 55,0 MW,
 - bloki nr 2, 3 i 4 o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej netto 148,5 MW, w których energia elektryczna pochodziła ze spalania paliw konwencjonalnych (węgiel kamienny, oleju opałowego).
- 3) segment OZE, w ramach którego Spółka posiadała 17 elektrowni wodnych¹² (28 jednostek) o łącznej mocy zainstalowanej netto 59,5 MW, dwie biogazownie¹³

⁹ 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.

¹⁰ Na podstawie *Sprawozdania Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2022 r.* Pozostałe trzy obszary działalności biznesowej GK ENEA: obrót energią elektryczną i paliwem gazowym, dystrybucja energii elektrycznej, dystrybucja ciepła.

¹¹ Turbina parowa upustowo-kondensacyjna.

¹² Elektrownie wodne: Koronowo (moc zainstalowana 26,000 MW), Trzyczyn (moc zainstalowana 3,300 MW), Smukała (moc zainstalowana 4,000 MW), Gródek (moc zainstalowana 3,900 MW), Podgaje (moc zainstalowana 2,400 MW), Jastrowie (moc zainstalowana 1,800 MW), Ptusza (moc zainstalowana 1,300 MW), Dobrzyca (moc zainstalowana 1,890 MW), Koszyce (moc zainstalowana 1,280 MW), Likowo (moc zainstalowana 0,945 MW), Rejowice (moc zainstalowana 2,000 MW), Trzebiatów II (moc zainstalowana 0,315 MW), Bledzew (moc zainstalowana 0,932 MW), Kamienna (moc zainstalowana 0,960 MW), Oborniki (moc zainstalowana 0,500 MW), Żur 1 (moc zainstalowana 4,000 MW), Żur 2 (moc zainstalowana 4,000 MW).

¹³ Biogazownia Gorzesław (moc zainstalowana 1,700 MW), Biogazownia Liszkowo (moc zainstalowana 2,100 MW).

o łącznej mocy zainstalowanej netto 3,8 MW i cztery farmy wiatrowe¹⁴ o łącznej mocy zainstalowanej netto 70,1 MW.

W dniu 30 listopada 2018 r. nastąpiło wydzielenie ze struktur Enea Wytwarzanie segmentu ciepło wraz z przypisanymi jednostkami wytwórczymi i przeniesienie do Enea Ciepło sp. z o.o. (spółki z GK ENEA)¹⁵. Od 2021 r. realizacja, świadczenie oraz rozliczanie obowiązków w ramach rynku mocy w odniesieniu do przeniesionych jednostek dokonywane było przez Enea Ciepło sp. z o.o.

W dniu 1 grudnia 2020 r. nastąpiło natomiast wydzielenie ze struktur Enea Wytwarzanie segmentu OZE wraz z przypisanymi jednostkami wytwórczymi i przeniesienie do Enea Nowa Energia sp. z o.o. (spółki z GK ENEA). Od 2021 r. realizacja, świadczenie oraz rozliczanie obowiązków w ramach rynku mocy w odniesieniu do przeniesionych jednostek dokonywane było w Enea Nowa Energia sp. z o.o.

Od 2021 r., czyli od pierwszego roku świadczenia obowiązków w ramach rynku mocy, Spółka dysponowała wyłącznie 11 jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD) będącymi jednocześnie Jednostkami Rynku Mocy (o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW): dwiema jednostkami istniejącymi (JRM/276 – moc osiągalna netto 207,3 MW oraz JRM/292 – moc osiągalna netto 1000,0 MW) oraz dziewięcioma jednostkami modernizowanymi (JRM/280 – moc osiągalna netto 211,7 MW, JRM/282 – moc osiągalna netto 206 MW, JRM/283 – moc osiągalna netto 211,2 MW, JRM/284 – moc osiągalna netto 211,2 MW, JRM/286 – moc osiągalna netto 211,2 MW, JRM/287 – moc osiągalna netto 207 MW, JRM/288 – moc osiągalna netto 211,2 MW, JRM/290 – moc osiągalna netto 520,5 MW, JRM/291 – moc osiągalna netto 524 MW).

Zgodnie z art. 11 ustawy *o rynku mocy* Spółka zgłosiła do certyfikacji ogólnej w 2018 r. 49 jednostek fizycznych wytwórczych, w latach 2019-2020 – po 45 jednostek fizycznych wytwórczych, a w latach 2021-2022 – po 11 takich jednostek.

Zgłoszeń dokonano zgodnie z terminami określonymi w art. 3 ust. 2 i art. 94 ust. 1 ustawy *o rynku mocy*, tj. do pierwszej certyfikacji ogólnej w 2018 r. – między 3 kwietnia a 29 maja 2018 r., do certyfikacji ogólnej w latach następnych (2019-2022) – między drugim a jedenastym tygodniem roku, którego dotyczyło zgłoszenie. Wszystkie jednostki fizyczne uzyskały wpis do Rejestru Rynku Mocy prowadzonego przez PSE.

Nie wystąpiła sytuacja, w której Operator odmówiłby wpisu do rejestru jednostki wytwórczej, której właścicielem była Enea Wytwarzanie.

(akta kontroli str. 7-18, 484-487, 644-694)

1.2. Wykonanie obowiązków związanych z udziałem w aukcjach mocy

W okresie objętym kontrolą Enea Wytwarzanie realizowała obowiązki wynikające z dziewięciu umów mocowych na okres dostaw 2021-2025 (o łącznym obowiązkumocowym¹⁶ – 2 301,310 MW) dla następujących modernizowanych jednostek rynku mocy:

- JRM/280, wielkość deklarowanego OM - 193,790 MW,

¹⁴ Farmy Wiatrowe: Darżyno (moc zainstalowana 6,000 MW), Bardy-Dygowo (moc zainstalowana 50,000 MW), Lubno I (moc zainstalowana 7,050 MW), Lubno II (moc zainstalowana 7,050 MW).

¹⁵ Dokonano podziału Enea Wytwarzanie sp. z o.o. polegającego na wydzieleniu zorganizowanej części przedsiębiorstwa w postaci Elektrociepłowni Białystok na rzecz Enea Ciepło sp. z o.o., a ponadto dokonano zakupu przez ENEA S.A. udziałów Enea Ciepło sp. z o.o. i Enea Ciepło Serwis sp. z o.o. od Enea Wytwarzanie sp. z o.o.

¹⁶ Dalej: OM.

- JRM/282, wielkość deklarowanego OM - 188,572 MW,
- JRM/283, wielkość deklarowanego OM - 193,332 MW,
- JRM/284, wielkość deklarowanego OM - 193,332 MW,
- JRM/286, wielkość deklarowanego OM - 193,332 MW,
- JRM/287, wielkość deklarowanego OM - 189,487 MW,
- JRM/288, wielkość deklarowanego OM - 193,332 MW,
- JRM/290, wielkość deklarowanego OM - 476,465 MW,
- JRM/291, wielkość deklarowanego OM - 479,669 MW.

Ponadto dla istniejącej JRM/276 Spółka zawarła trzy umowy mocowe dopuszczające do obrotu OM na rynku wtórnym w każdym roku okresu dostaw 2021-2023, przy czym OM dla 2021 r. miał wynieść 189,762 MW, a dla lat 2022-2023 – 193,332 MW.

Dla jednostki JRM/292 Spółka zawarła natomiast 15-letnią umowę mocową na lata dostaw 2021-2035 z wielkością deklarowanego OM - 915,4 MW.

W zakresie realizacji przez Spółkę obowiązków niezbędnych do udziału jednostek wytwórczych w aukcjach rynku mocy, szczegółowym badaniem objęto złożone w 2018 r. wnioski o certyfikację do aukcji głównej dla modernizowanych JRM (dziewięć wniosków) oraz wniosek jednostki istniejącej JRM/292.

Wszystkie złożone wnioski o certyfikację jednostek rynku mocy wytwórczych zawierały określone w art. 19 ust. 1 i 3 *ustawy o rynku mocy* oraz pkt. 7.4 RRM informacje oraz potwierdzające je dokumenty źródłowe zgodne ze stanem faktycznym, w tym: harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji, informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania¹⁷, wartości poniesionych i planowanych do poniesienia nakładów finansowych, niezależną ekspertyzę potwierdzającą powyższe nakłady oraz planowane spełnienie wymagań emisyjnych zgodnych z *dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)*¹⁸ lub odpowiednio z *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*¹⁹. Wnioski złożone dla jednostek istniejących były również zgodne z wymaganiami określonym w *ustawie o rynku mocy* (art. 19 ust. 1). Do wniosków o certyfikację jednostek fizycznych wytwórczych do aukcji przeprowadzonej w 2018 r. zostały załączone oświadczenia o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r.²⁰

Certyfikaty zostały wydane dla wszystkich złożonych przez Enea Wytwarzanie złożonych wniosków.

(akta kontroli str. 19-269)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Spółka prawidłowo wykonała obowiązki zgłoszenia jednostek wytwórczych do certyfikacji ogólnej oraz obowiązki związane z udziałem jednostek wytwórczych w aukcjach mocy.

¹⁷ Modernizacja JRM ze środków własnych.

¹⁸ Dz. Urz. UE z 17.12.2010 nr L334/17, dalej: *dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych*.

¹⁹ Dz. Urz. UE z 28.11.2015 nr L313/1.

²⁰ Obowiązek złożenia oświadczenia dotyczącego limitu emisji w odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r. dotyczy po raz pierwszy zakończonego roku dostaw 2025.

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

Opis stanu faktycznego

2.1. Realizacja zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją jednostek wytwórczych

W okresie objętym kontrolą Spółka realizowała zadania inwestycyjne związane z modernizacją dziewięciu jednostek wytwórczych. Planowano ponieść nakłady inwestycyjne (zgodnie z wnioskami do certyfikacji do aukcji głównej w 2018 r.) w łącznej kwocie 2 092 774,4 tys. zł. Realizowano następujące zadania inwestycyjne (wspólne dla dziewięciu modernizowanych jednostek wytwórczych):

- modernizacja bloków 1-10 – zakres rzeczowy zadania obejmował modernizację: kotła wraz z urządzeniami pomocniczymi, części wysoko- i niskoprężnej turbiny głównej wraz z urządzeniami pomocniczymi, infrastruktury elektrycznej, aparatury kontrolno-pomiarowej²¹ oraz budowlanej bloku, a także pozablokowej. Celem zadania było spełnienie wymogów Urzędu Dozoru Technicznego, zmniejszenie awaryjności i zapewnienie wysokiej dyspozycyjności oraz podniesienie sprawności urządzeń wytwórczych²².
- instalacja odsiarczania spalin (IOS IV)²³ – zaprojektowanie i wybudowanie instalacji IOS IV wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz połączenie z istniejącymi układami technologicznymi. Zadanie dotyczyło bloków 1-8. Budowa nowej instalacji wynikała z konieczności dotrzymania standardów emisyjnych określonych *dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych*, obowiązujących od 2016 r. Inwestycja zakładała realizację czterech odrębnych zadań, w tym: budowę IOS IV, wykonanie kanałów spalin, wykonanie modernizacji komina (emitora) Nr 3, wykonanie zasilania elektrycznego 6 kV. Celami zadania były: redukcja emisji SO₂ w spalinach oczyszczonych do poziomu poniżej 200 mg/Nm³²⁴, redukcja zawartości popiołu w spalinach oczyszczonych do poziomu: poniżej 30 mg/Nm³ i 50 mg/Nm³ w zależności od zawartości popiołu w spalinach (do 100 - 30 mg/Nm³ i od 100 do 150 - 50 mg/Nm³), możliwość pracy bloków o mocy zainstalowanej 200 MW z łączną mocą równą 1 785 MW od 2016 r., możliwość pracy bloków o mocy zainstalowanej 200 MW z mocą powyżej ok. 1 000 MW w trakcie remontu IOS II, możliwość pracy bloku Nr 1 od 2016 r. z mocą równą 215 MW. Głównym celem był utrzymanie produkcji energii elektrycznej od 1 stycznia 2016 r.
- zabudowa instalacji odazotowania spalin (SCR) – zakres obejmował m.in.: zabudowę reaktorów instalacji SCR wraz z infrastrukturą towarzyszącą,

²¹ Dalej: AKPIA.

²² Modernizacje bloków były w Enea Wytwarzanie przeprowadzane zgodnie z zatwierdzonym i uzgodnionym z PSE harmonogramem postoju bloków. Na dwa lata przed planowanym, długim postojem bloku był wykonany postój w remoncie średnim, w czasie którego przeprowadzono inspekcję oraz badania podzespołów dla określenia zakresu modernizacji. Modernizacja obejmowała odtworzenia i wymiany podzespołów, dla umożliwienia dalszej pracy bloku z optymalnymi wskaźnikami techniczno – ekonomicznymi, przy zachowaniu dużej dyspozycyjności i niezawodności pracy. Dzięki niezbędnym modernizacjom układy podlegające pod przepisy ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o *dozorze technicznym* (Dz. U. z 2022 r.poz. 1514 ze zm.) uzyskały dopuszczenia Urzędu Dozoru Technicznego do dalszej pracy.

²³ W Elektrowni Kozienice eksploatowanych jest pięć instalacji IOS (zabudowane do współpracy): IOS I - dla mocy równoważnej 560 MW - do współpracy z kotłem bloku nr 9, IOS II i IOS IV - łącznie dla mocy równoważnej 1821 MW - do współpracy z kotłami bloków 200 MW nr 1÷8, IOS III - dla mocy równoważnej 560 MW - do współpracy z kotłem bloku nr 10, IOS V - dla mocy równoważnej 1075 MW - do oczyszczania spalin z bloku nr 11.

²⁴ Graniczna wielkość emisji wyrażona w mg/Nm³ (słownie: miligramy na normalny metr sześcienny) – stężenia wyrażone jako masa wyemitowanej substancji w objętości spalin w następujących znormalizowanych warunkach: suchy gaz w temperaturze 273,15 K i pod ciśnieniem 101,3 kPa.

kompleksową wymianę elektrofiltru blok nr 9, wymianę wentylatorów spalin na blokach 1-10, montaż części elektrycznej i AKPiA, wymianę kanałów spalin, dla bloku nr 9 modernizację układu IOS I. budowa instalacji miała zapewnić 80% redukcję tlenków azotu emitowanych do powietrza. Dla realizacji zadania, poza zabudową samych reaktorów z katalizatorami, konieczna była również zabudowa nowego układu kanałów spalin w rejonie reaktorów, zabudowa stacji rozładunku i magazynowania amoniaku, zabudowa magistrali amoniaku, zabudowa nowych, o wyższym sprężu wentylatorów spalin oraz wzmocnienie ścian elektrofiltrów do pracy w nowych warunkach ciśnienia spalin. Jak wyjaśnił Dyrektor ds. Zarządzania Produkcją i Sprzedażą²⁵, od 2011 r. w Enea Wytwarzanie – Elektrowni Kozienice realizowany był program zabudowy instalacji katalizacyjnego odazotowania spalin (SCR) na blokach klasy 200 MW Nr 1, 2, 4, 5, 6, 7 i 8 oraz blokach klasy 500 MW nr 9 i 10 w zakresie dostosowania spółki do *dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych*. Elektrownie konwencjonalne miały spełniać poziom emisji NOx w spalinach oczyszczonych $\leq 200 \text{ mg/m}^3_{\text{usr}}$ (warunki umowne, spaliny suche, 6% O₂). Mając na uwadze rozpoczęte w Unii Europejskiej prace nad nowymi wymaganiami środowiskowymi już na etapie dostosowania się do wymagań powyższej dyrektywy, EW podjęła decyzję o zabudowie kompletnych nowoczesnych instalacji SCR o zwiększonej skuteczności odazotowania spalin niż wymagane było to na podstawie *dyrektywy*, a które miały zapewnić poziom emisji NOx w spalinach oczyszczonych $\leq 100 \text{ mg/m}^3$ (warunki umowne, spaliny suche, 6% O₂). W rezultacie stanowi to 80% redukcję tlenków azotu.

Do końca 2016 r. zostały zabudowane instalacje SCR na blokach klasy 200 MW nr 1, 2, 5, 6, 7. W roku 2017 zostały zabudowane instalacje na blokach klasy 200 MW nr 4 oraz 8. Instalacja na bloku klasy 500 MW nr 10 została uruchomiona w 2018 r., natomiast na bloku klasy 500 MW nr 9 w 2019 r. Instalacja SCR zabudowana dla bloku klasy 1000 MW nr 11 została przekazana do eksploatacji w 2017 r. w chwili uruchomienia bloku.

Zabudowane układy SCR spełniały wymagania określone w konkluzjach BAT w zakresie emisji NOx w spalinach oczyszczonych $\leq 150 \text{ mg/m}^3$ jako wartość średnioroczna (warunki umowne, spaliny suche, 6% O₂).

- dostosowanie do konkluzji BAT – zakres rzeczowy obejmował modernizację elektrofiltru bloków Nr 1, 2, 3, 4, 5, 7 i 8, modernizację instalacji odsiarczania spalin IOS I, II, IV.

Jak wyjaśnił Dyrektor ds. Zarządzania Produkcją i Sprzedażą²⁶, Enea Wytwarzanie zrealizowała wszystkie zaplanowane działania dla osiągnięcia wymaganych prawem dopuszczalnych emisji wynikających z konkluzji BAT. Spółka od dnia 18 sierpnia 2021 r. spełnia wymogi wynikające z powyższych konkluzji.

Wymagania konkluzji BAT zostały zaimplementowane do pozwoleń zintegrowanych trzech instalacji energetycznego spalania paliw funkcjonujących w Spółce – bloków 1-10²⁷, bloku 11²⁸ oraz kotłowni rozruchowej²⁹.

²⁵ Pismo z dnia 17 czerwca 2023 r.

²⁶ Pismo z dnia 7 czerwca 2023 r.

²⁷ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 3/23/PZ.Z z dnia 12 stycznia 2023 r.

²⁸ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 55/23/PZ.Z z dnia 6 czerwca 2023 r.

²⁹ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 78/16/PZ.Z z dnia 3 czerwca 2016 r., zmieniona Decyzjami Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 72/18/PZ.Z z dnia 28 sierpnia 2018 r., Nr 106/19/PZ.Z z dnia 19 sierpnia 2019 r., Nr 4/21/PZ.Z z dnia 20 stycznia 2021 r.

- dwa zadania dotyczące inwestycji w układy wspólne przypisane do bloku (dotyczyły bloków 1-10) polegające m.in. na modernizacji oraz automatyzacji pompowni bagrowych, modernizacji pomp i rurociągów hydrotransportu mieszaniny popiołowo-żużlowej oraz pomp i rurociągów popiołu lotnego, modernizacji rozdzielnic potrzeb ogólnych, modernizacji stojanów generatorów, wymiany kabli zasilających, modernizacji ujęcia wody chłodzącej, zabudowie urządzeń sterowania ruchem kolejowym, modernizacji urządzeń nawęglania oraz mazutowni, budowie oczyszczalni ścieków deszczowo-przemysłowych, budowie instalacji gaszenia turbozespołów, zabudowie stacji operatorskich rozproszonych systemów automatyki (DCS) oraz magistrali międzyblokowej NETO,
- inwestycje w układy wspólne przypisane do bloku (dotyczyły bloków 9 i 10): modernizacje, wymiany i usprawnienia maszyn i urządzeń tworzących jednostkę fizyczną i uwzględniające m.in.: zabezpieczenia elektryczne rozdzielni 6kV pomp NA i chłodni wentylatorowych bloków 500 MW, modernizację skanerów płomienia palników olejowych, modernizację instalacji dozowania tlenu, amoniaku i hydrazyny do układu wodno-parowego, modernizację drenaży poziomych pompowni bloków 500 MW, modernizację celek zraszalników chłodni wentylatorowych, modernizację pompowni centralnej.

W odniesieniu do poszczególnych JRM zostały poniesione następujące nakłady inwestycyjne:

- JRM/280 – suma nakładów inwestycyjnych – [...] ³⁰, jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych ³¹ - [...];
- JRM/282 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych – [...];
- JRM/283 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych rozumiany jako wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych – [...];
- JRM/284 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych – [...];
- JRM/286 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych [...];
- JRM/287 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych [...];
- JRM/288 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych – [...];
- JRM/290 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych [...];
- JRM/291 - suma nakładów inwestycyjnych – [...], jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych – [...].

Nakłady ponoszone na zadania wspólne były rozdzielone na poszczególne JRM zgodnie z art. 52 ust. 1 pkt 1) ustawy *o rynku mocy* - jako iloczyn mocy osiągalnej

³⁰ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa 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) w związku z art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. *o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1233). Wyłączenia dokonano w interesie Enea Wytwarzanie sp. z o.o. W dalszej części wystąpienia oznaczenie: [...] - dokonano wyłączenia informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa.

³¹ Rozumiany jako wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych odniesiony do mocy osiągalnej netto JRM.

netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej.

Poniesione nakłady inwestycyjne w ramach realizacji zadań inwestycyjnych wyniosły łącznie 1 386 461,1 tys. zł, a zaplanowany zakres rzeczowy poszczególnych zadań został zrealizowany.

Niezależne ekspertyzy wykonane na potrzeby potwierdzenia spełnienia Operacyjnego Kamienia Milowego (OKM)³² potwierdziły poniesienie nakładów finansowych w wysokości nie mniejszej niż wymagany jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych, rozumiany jako wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych odniesiony do mocy osiągalnej netto (nie niższy niż 500 zł/kW netto), czyli poziom uprawniający do zawarcia 5-letniej umowy mocowej przez nową JRM w aukcji głównej na rok dostaw od 2021 r., wynikający z § 8 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023³³.

(akta kontroli str. 475-643, 695-702)

2.2. Zobowiązania sprawozdawcze i informacyjnych wobec Operatora wynikających z umowy mocowej

W latach objętych kontrolą Enea Wytwarzanie zawarła łącznie 10 umów mocowych (o których mowa w pkt 1.2 niniejszego wystąpienia).

Wszystkie JRM, dla których realizowano zadania inwestycyjne spełniły wymagania określone w art. 52 ust. 1 pkt 1 i 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. osiągnęły w dniu 2 grudnia 2019 r. Finansowe Kamienie Milowe. Poniesiono co najmniej 10% całkowitych planowanych nakładów.

W grudniu 2020 r., tj. przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw (przed 1 stycznia 2021 r.) potwierdzono osiągnięcie przez wszystkie jednostki modernizowane Operacyjnych Kamieni Milowych (OKM), zgodnie z art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. wykazano możliwość dostarczenia mocy do systemu przez ciągły okres co najmniej jednej godziny, w wielkości nie mniejszej niż 95% iloczynu mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, określonego w certyfikacie.

Stosownie do pkt. 14.1.3.1. RRM, Spółka złożyła raporty przedstawiające aktualny stan zaawansowania inwestycji w odniesieniu do poszczególnych modernizowanych JRM w dniu 7 lipca 2020 r.³⁴

(akta kontroli str. 331-473)

2.3. Zobowiązania wynikające z umowy mocowej w zakresie zapewnienia dostaw mocy

2.3.1. Zgodnie z art. 67 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* po zakończeniu każdego kwartału w roku dostaw, dostawca mocy, który był stroną umowy mocowej, wykazuje operatorowi zdolność do wykonania OM w stosunku do każdej z jednostek rynku mocy, której dotyczy umowa mocowa. Dodatkowo art. 67 ust. 3 *ustawy* wskazuje, że za dostarczenie mocy do systemu na potrzeby demonstracji uważa się, w przypadku

³² Zgodnie z pkt. 14.1.2.2. RRM, osiągnięcie OKM następuje poprzez wykazanie przez dostawcę mocy, że spełniono wymagania określone w art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*.

³³ Dz.U. poz. 1632.

³⁴ Zgodnie z pkt. 14.1.3.2. RRM (w brzmieniu z dnia 30 marca 2018 r.), raport inwestycyjny jest dostarczany przez dostawcę mocy 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 1 rok dostaw.

jednostki rynku mocy wytwórczej - wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy OM tej jednostki w kwartale dostaw.

Enea Wytwarzanie wykazała zdolność do wykonywania OM dla 11 jednostek rynku mocy, dla których w okresie 2021-2022 (III kwartał) była dostawcą mocy. Moc dostarczona do systemu w ramach wykonanych demonstracji w poszczególnych kwartałach okresu 2021-2022 (III kwartał) wyniosła:

- JRM/280: 210,644 MW, 211,956 MW, 193,790 MW, 209,245 MW, 211,377 MW, 208,890 MW, 210,912 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 194,790 MW, 193,790 MW, 193,790 MW, 209,245 MW, 193,790 MW, 208,890 MW, 210,790 MW;
- JRM/282: 209,506 MW, 211,666 MW, 209,291 MW, 208,721 MW, 208,858 MW, 208,333 MW, 209,024 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 188,572 MW, 188,572 MW, 203,572 MW, 188,572 MW, 206,000 MW, 205,800 MW, 206,000 MW;
- JRM/276: 207,990 MW, 209,768 MW, 205,083 MW, 207,012 MW, 209,768 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 189,762 MW, 189,762 MW, 203,834 MW, 206,503 MW, 201,762 MW;
- JRM/283: 213,188 MW, 212,571 MW, 211,222 MW, 211,424 MW, 211,514 MW, 210,424 MW, 212,926 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 210,972 MW, 209,913 MW, 211,200 MW;
- JRM/284: 211,865 MW, 212,268 MW, 212,606 MW, 210,880 MW, 212,391 MW, 208,143 MW, 210,097 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 207,332 MW, 209,587 MW;
- JRM/286: 212,865 MW, 209,721 MW, 212,444 MW, 213,648 MW, 213,226 MW, 207,639 MW, 212,148 MW, 212,861 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 211,100 MW, 211,200 MW;
- JRM/287: 202,443 MW, 200,427 MW, 201, 598 MW, 202,080 MW, 201,632 MW, 200,457 MW, 203,867 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 189,487 MW, 189,487 MW, 189,487 MW, 189,487 MW, 200,487 MW, 189,487 MW, 200,967 MW;
- JRM/288: 206,009 MW, 208,393 MW, 211,330 MW, 199,383 MW, 209,032 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 193,332 MW, 205,511 MW;
- JRM/290: 532,194 MW, 528,942 MW, 528,946 MW, 530,540 MW, 531,606 MW, 530,718 MW, 529,266 MW, 530,667 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 476,465 MW, 476,465 MW, 476,465 MW, 520,500 MW, 519,601 MW, 520,500 MW, 520,465 MW, 520,500 MW;
- JRM/291: 528,784 MW, 534,984 MW, 535,967 MW, 534,984 MW, 537,628 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 479,669 MW, 524,000 MW, 524,000 MW, 524,000 MW, 524,000 MW, 524,000 MW;
- JRM/292: 981,930 MW, 978,630 MW, 986,030 MW, 982,030 MW, 982,890 MW, 1005,410 MW, 984,490 MW, przy obowiązku mocowym odpowiednio: 915,400 MW, 915,400 MW, 915,400 MW, 965,385 MW, 948,500 MW, 995,411 MW, 915,400 MW.

W wyniku wykonanych demonstracji JRW dostarczyły moc do systemu w wielkości nie mniejszej niż największy OM w danym kwartale. Wskazana liczba godzin była zgodna z §7 w związku z §12 *rozporządzenia w sprawie wykonania OM* i obejmowała godziny pomiędzy 7:00-22:00 w dniach przypadających od poniedziałku do piątku. Wszystkie wykonane demonstracje uzyskały wynik pozytywny.

(akta kontroli str. 307-313)

2.3.2. Na podstawie art. 67 ust. 5 ustawy o rynku mocy Operator ogłosił testowe okresy przywołania na rynku mocy dla następujących jednostek rynku mocy³⁵:

- dla JRM/280 – w dniu 4 listopada 2022 r., w godz. 16.00-17.00. OM dla tej jednostki wynosił 193,79 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 209,891 MW,
- dla JRM/282 – w dniu 23 sierpnia 2021 r., w godz. 20.00-21.00. OM dla tej jednostki wynosił 188,572 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 207,611 MW,
- dla JRM/276 – w dniu 20 sierpnia 2021 r., w godz. 19.00-20.00 oraz w dniu 11 stycznia 2022 r., w godz. 17.00-18.00. OM dla tej jednostki wynosił 189,762 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło odpowiednio 207,581 MW oraz 197,783 MW,
- dla JRM/283 – w dniu 29 grudnia 2021 r., w godz. 19.00-20.00. OM dla tej jednostki wynosił 193,332 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 205,843 MW,
- dla JRM/284 – w dniu 20 października 2022 r., w godz. 18.00-19.00. OM dla tej jednostki wynosił 193,332 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 211,510 MW,
- dla JRM/287 – w dniu 7 maja 2021 r., w godz. 19.00-20.00. OM dla tej jednostki wynosił 189,487 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 202,340 MW,
- dla JRM/288 – w dniu 14 września 2021 r., w godz. 08.00-09.00, w dniu 24 listopada 2021 r., w godz. 16.00-17.00 oraz w dniu 15 czerwca 2022 r., w godz. 20.00-21.00. OM dla tej jednostki wynosił 193,332 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło odpowiednio 206,305 MW oraz 209,993 MW,
- dla JRM/290 – w dniu 22 września 2022 r., w godz. 20.00-21.00. OM dla tej jednostki wynosił 520,465 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 438,935 MW,
- dla JRM/291 – w dniu 30 czerwca 2021 r., w godz. 12.00-13.00 oraz w dniu 3 grudnia 2021 r., w godz. 16.00-17.00. OM dla tej jednostki wynosił 479,669 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło odpowiednio 508,762 MW oraz 506,337 MW,
- dla JRM/292 – w dniu 27 lipca 2021 r., w godz. 20.00-21.00. OM dla tej jednostki wynosił 915,400 MW, a wykonanie OM w testowym okresie przywołania wyniosło 931,780 MW.

³⁵ Na podstawie art. 33 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o *środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku* (Dz. U. poz. 2243) w ustawie o rynku mocy wyrazy "okres zagrożenia" zastąpiony został wyrazami "okres przywołania na rynku mocy".

Wszystkie ww. testy zakończyły się wynikiem pozytywnym, tj. moc dostarczana przez poddaną testowi jednostkę rynku mocy była nie mniejsza od pełnej wielkości OM w testowym okresie przywołania na rynku mocy. Spółka nie występowała do Operatora o zwrot kosztów poniesionych w związku z testowym okresem przywołania na rynku mocy.

(akta kontroli str. 310-313)

2.3.3. Operator na dzień 23 września 2022 r. w godzinach 19:00-20:00 oraz 20:00-21:00 ogłosił dwa okresy przywołania na rynku mocy. Jednostki rynku mocy Enea Wytwarzanie, w okresach przywołania wykonały z nadwyżką obowiązek mocowy:

- JRM/276 – dla godz. 19.00-20.00 przy skoordynowanym obowiązku mocowym (SOM) 173,037 MW wykonano 203,098 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 171,843 MW wykonano 203,042 MW,
- JRM/280 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 177,307 MW wykonano 210,894, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 176,083 MW wykonano 210,999 MW,
- JRM/282 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 172,451 MW wykonano 208,157 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 171,261 MW wykonano 207,931 MW,
- JRM/283 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 177,215 MW wykonano 212,058 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 175,992 MW wykonano 211,940 MW,
- JRM/284 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 164,180 MW wykonano 212,754 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 163,047 MW wykonano 212,575 MW,
- JRM/286 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 177,342 MW wykonano 211,744 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 176,119 MW wykonano 212,548 MW,
- JRM/288 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 164,180 MW wykonano 204,736 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 163,047 MW wykonano 204,776 MW,
- JRM/290 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 441,984 MW wykonano 527,230 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 438,935 MW wykonano 527,139 MW,
- JRM/291 - dla godz. 19.00-20.00 przy SOM 444,705 MW wykonano 531,585 MW, dla godz. 20.00-21.00 przy SOM 441,637 MW wykonano 531,546 MW.

(akta kontroli str. 310-313, 322-328)

2.3.4. W latach 2021-2022 w jednostkach rynku mocy, dla których dostawcą mocy była Enea Wytwarzanie, wystąpiło 74 stanów awaryjnych. Najwięcej stanów awaryjnych wystąpiło w bloku 7 i 9 – po 10 przypadków, a najmniej w bloku 1 – dwa przypadki. Wielkość OM do wykonania przez JRM Spółki w okresie niedyspozycyjności w ramach rynku mocy wyniosła 1 043 615 MW, z tego wielkość obowiązku mocowego odstępiona przez Spółkę na rynku wtórnym wyniosła 194 130 MW (18,6% wielkości obowiązku mocowego w okresie niedyspozycyjności JRM). Spółka otrzymała od Operatora wynagrodzenie w łącznej wysokości 46 982 550,4 zł z tytułu świadczenia OM podczas niedyspozycyjności JRM objętych tym obowiązkiem mocowym.

(akta kontroli str. 314)

Enea Wytwarzanie informowała Operatora o planowanych postojach - informacje przekazywane były na bieżąco do PSE za pośrednictwem Portalu Wymiany Danych Planistycznych. Ponadto, zgodnie z Rozporządzeniem (UE) nr 1227/2011 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności

i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT) oraz wytycznymi Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER)³⁶, Spółka podawała do publicznej wiadomości informacje dotyczące planowanych i nieplanowanych ubytków mocy jednostek wytwórczych.

2.4. Zarządzanie umowami mocowymi zgodnie z ustawą o rynku mocy

Enea Wytwarzanie realizowała transakcje na rynku wtórnym. Rejestr tych transakcji zawierał 518 transakcji zbycia obowiązku mocowego oraz 235 transakcji nabycia tego obowiązku. Łączna wielkość OM w przypadku zbycia przez JRM wyniosła 51 544,21 MW w okresie od 31 grudnia 2020 r. do 1 marca 2023 r., a w przypadku nabycia przez te jednostki wyniosła 17 277,953 MW w okresie od 29 grudnia 2020 r. do 31 stycznia 2023 r.

Transakcje na rynku wtórnym mające na celu zbywanie OM wynikały z braku możliwości wykonania danego wolumenu OM w danym okresie, co skutkowało nałożeniem kary w przypadku ogłoszenia w tym czasie testowego okresu przywołania na rynku mocy lub okresu przywołania na rynku mocy.

Szczegółowym badaniem objęto dziesięć transakcji na rynku wtórnym, w tym pięć transakcji zbycia i pięć transakcji nabycia obowiązku mocowego. Transakcje zawierane były z JRM posiadającymi certyfikat uprawniający do udziału w rynku wtórnym na dany rok dostaw, w tym z jednostkami należącymi do Enea Wytwarzanie. Dotyczyły przeniesienia OM pomiędzy jednostkami rynku mocy, a termin na zgłoszenie takich transakcji wynosił minimum 24 godziny przed rozpoczęciem okresu, którego te transakcje dotyczyły. Termin został dotrzymany dla wszystkich transakcji objętych badaniem. Transakcje odnosiły się do godzin od 7:00 do 22:00 w dniach przypadających od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy. Natomiast minimalna wielkość OM wynosiła 1 MW i spełniała warunki dotyczące minimalnego wolumenu transakcji rynku wtórnego, określonego w §15 ust.2 rozporządzenia Ministra Energii w sprawie wykonania OM. Łączna wielkość OM dla analizowanych dziesięciu transakcji na rynku wtórnym wyniosła 1 613,332 MW (wielkość minimalna 10,481 MW, maksymalna 203,813 MW). Operator nie zgłosił sprzeciwu wobec tych transakcji.

(akta kontroli str. 290-306)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

Ocena
częstkowa

Enea Wytwarzanie realizowała obowiązki wynikające z umów mocowych w sposób zapewniający dostawy mocy w wolumenie określonym w umowach dotyczących JRM. Wszystkie zmodernizowane JRM osiągnęły wymagany poziom poniesienia nakładów inwestycyjnych. Zrealizowano również założony zakres rzeczowy modernizacji.

OBSZAR

3. Efekty uczestnictwa w rynku mocy

Opis stanu
faktycznego

3.1. Wpływ rynku mocy na rozwój mocy wytwórczych

Jednostkowy średni koszt wytworzenia energii elektrycznej netto w jednostkach wytwórczych Enea Wytwarzanie wyniósł³⁷:

- w jednostkach modernizowanych (przed modernizacją w 2013 r. i po modernizacji w 2021 r.) wyniósł:

³⁶ Dz. U. UE z 8.12.2011 nr L 326/1.

³⁷ Do kosztów wytworzenia zaliczono: koszty zakupu paliwa, koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂, koszty remontów i inne koszty (koszty świadczeń pracowniczych, amortyzacja urządzeń wytwórczych).

- JRM/280: [...] i [...],
 - JRM/282: [...] i [...],
 - JRM/283: [...] i [...],
 - JRM/284: [...] i [...],
 - JRM/286: [...] i [...],
 - JRM/287: [...] i [...],
 - JRM/288: [...] i [...],
 - JRM/290: [...] i [...],
 - JRM/291: [...] i [...],
- w jednostkach istniejących:
- JRM/276: [...] w 2020 r. (przed realizacją umowy mocowej) i [...] w 2021 r. (w trakcie realizacji umowy mocowej),
 - JRM/292: [...] w 2020 r. (przed realizacją umowy mocowej) i [...] w 2021 r. (w trakcie realizacji umowy mocowej).

Głównym powodem wzrostu średniego kosztu wytworzenia energii elektrycznej netto w przypadku jednostek modernizowanych był znaczący (niemal piętnastokrotny) wzrost kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂.

W związku z tym, że realizację powyższych inwestycji rozpoczęto w 2013 r., a termin ostatniej modernizacji przypadł na 2020 r., Spółka przed rozpoczęciem zadań inwestycyjnych nie przeprowadzała analiz ekonomicznych uwzględniających wynagrodzenie związane z uczestnictwem poszczególnych JRM w rynku mocy.

(akta kontroli str. 274-284, 475-477)

3.2. Wynagrodzenie dostawcy mocy za wykonanie obowiązku mocowego

W latach 2021-2022 (I połowa) Enea Wytwarzanie uzyskała przychody z tytułu wynagrodzenia za wykonywanie OM w łącznej kwocie brutto 1 694 300 051,45 zł.

Szczegółowemu badaniu poddano uzyskane przez Spółkę wynagrodzenie z tytułu wykonania obowiązku mocowego za grudzień 2021 r. oraz grudzień 2022 r.³⁸ Zgodnie z art. 58 ust. 6 *ustawy o rynku mocy* Spółka, w każdym kolejnym miesiącu wykonywania OM, terminowo otrzymywała od Operatora informację o wynagrodzeniu należnym za wykonanie OM za poprzedni miesiąc.

W każdym miesiącu w terminie do 3 dni roboczych po uzyskaniu informacji o wynagrodzeniu należnym za wykonywanie OM, Spółka wystawiała faktury odrębnie dla każdej jednostki rynku mocy zgodnie z art. 60 ust. 1 i 2 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*. Stosownie do pkt 17.1.2.1-17.1.2.3 i 17.1.2.7 RRM faktury były przekazywane za pośrednictwem platformy elektronicznej wymiany danych stosowanej w PSE SA. Wynagrodzenie na podstawie wystawionych faktur Spółka otrzymywała terminowo, tj. 21 dni od przekazania faktury.

(akta kontroli str. 479-483)

³⁸ Dobór według najwyższej kwoty otrzymanego wynagrodzenia z tytułu realizacji OM.

3.3. Prawidłowość wywiązywania się z obowiązków informacyjnych dotyczące spełnienia limitu emisji

Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw³⁹ w art. 1 pkt 41 wprowadziła od 1 września 2021 r. obowiązek wykazywania, w terminie nie później niż 90 dni kalendarzowych od zakończenia każdego roku dostaw, w odniesieniu do każdej jednostki rynku mocy certyfikowanej na zakończony rok dostaw, spełniania lub niespełniania przez nią limitu emisji. Zgodnie z art. 8 wyżej wymienionej ustawy w odniesieniu do jednostek rynku mocy, w skład których wchodzi wyłącznie jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., przepisy ww. ustawy stosuje się od roku dostaw 2025. W związku z powyższym obowiązek, o którym mówi art. 67a ustawy o rynku mocy, będzie realizowany od roku dostaw 2025, tj. 90 dni kalendarzowych po 31 grudnia 2025 r. Na potrzeby potwierdzenia spełnienia wymogu dotyczącego rozpoczęcia produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r., za pośrednictwem Portalu Użytkownika Rynku Mocy, Spółka złożyła stosowne oświadczenia do Operatora.

W Enea Wytwarzanie funkcjonowało pięć emitorów połączonych z obiektami energetycznego spalania: E4, E6, E5, E2 i E3. W warunkach normalnej pracy emitor E4 przyjmuje spaliny z bloków 4-6, emitor E6 - z bloków 1, 2, 7 i 8. Oba emitory mają możliwość odbierania spalin z pozostałych bloków (spośród bloków 1-8), w przypadku, gdy któryś z przypisanych do danego emitora bloków nie pracuje lub pracuje z mniejszą mocą. Emitor E5 przyjmuje spaliny z bloków 9 i 10. Emitory E2 i E3 są emitorami awaryjno-rozruchowymi.

W okresie 2017-2022 emisyjność jednostkowa odniesiona do wolumenu produkcji energii elektrycznej brutto wyrażona w kilogramach na MWh wykazała:

- obniżenie wartości SO₂ dla bloków 1-8 z 0,649 kg/MWh w 2017 r. do 0,388 kg/MWh w 2022 r., dla bloków 9 i 10 – z 0,966 kg/MWh w 2017 r. do odpowiednio 0,389 kg/MWh i 0,370 kg/MWh w 2022 r., dla bloku 11 – z 0,538 kg/MWh w 2017 r. do 0,300 kg/MWh w 2022 r.,
- obniżenie wartości NO_x dla bloków 1-8 z 0,743 kg/MWh w 2017 r. do 0,505 kg/MWh w 2022 r., dla bloków 9-10 – z 1,326 kg/MWh w 2017 r. do odpowiednio 0,486 kg/MWh i 0,492 kg/MWh w 2022 r., dla bloku 11 – z 0,523 kg/MWh w 2017 r. do 0,403 kg/MWh w 2022 r.,
- obniżenie wartości pyłów dla bloków 1-8 z 0,021 kg/MWh w 2017 r. do 0,019 kg/MWh w 2022 r., dla bloków 9 i 10 – z 0,023 kg/MWh w 2017 r. do odpowiednio 0,008 kg/MWh i 0,021 kg/MWh w 2022 r., dla bloku 11 – z 0,028 kg/MWh w 2017 r. do 0,013 kg/MWh w 2022 r.,
- wartość emisji CO₂ dla bloków 1, 2, 4-8 wzrosła w 2022 r. w przedziale od 0,35% do 2% w odniesieniu do 2017 r. Bloki 3, 9-11 zanotowały spadek emisyjności odpowiednio o 0,45%, 6,48%, 5,21% i 38%.

(akta kontroli str. 329-472, 488-490)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

**OCENA
CZĄSTKOWA**

Wypełnienie przez Enea Wytwarzanie obowiązku mocowego zapewniło środki z tytułu wynagrodzenia za realizację umów mocowych. Spółka dopiero od roku dostaw 2025

³⁹ Dz. U. poz. 1505.

będzie zobowiązana do wywiązywania się z obowiązków informacyjnych w zakresie spełnienia limitu emisji.

IV. Uwagi i wnioski

Wnioski W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości, 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 Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli. 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.

Warszawa, 17 lipca 2023 r.

Kontroler
Anna Pruszkowska
Główny specjalista kontroli
państwowej

/-/

.....
podpis

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
p.o. Dyrektora
z upoważnienia: p.o. Wicedyrektora
Michał Wilkowicz

/-/

.....
podpis