



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.010.02.2022

Tomasz Sikorski
Prezes Zarządu PSE S. A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin - Jeziorna

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/016 Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym

zmienione zgodnie z treścią uchwały Zespołu Orzekającego Komisji
Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli z dnia
10 października 2023 r. (znak: KPK-KPO.441.147.2023)

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA ¹
Kierownik jednostki kontrolowanej	Tomasz Sikorski, Prezes Zarządu, 13 stycznia 2023 r. – obecnie. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Eryk Kłossowski, Prezes Zarządu, 31 grudnia 2015 – 12 stycznia 2023 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Realizacja zadań w zakresie organizacji rynku mocy.2. Realizacja zadań związanych z przeprowadzeniem aukcji mocy.3. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych.4. Realizacja zadań związanych z pobieraniem opłaty mocowej.
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. 1 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ²
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Bartłomiej Piasecki, specjalista k.p., upoważnienie do kontroli nr P/22/016 z 28 września 2022 r.

(akta kontroli str.1, 2)

¹ Dalej: Operator, PSE SA, PSE lub Spółka.

² Dz. U. z 2020 r. poz. 1200 ze zm., dalej: *ustawa o NIK*

II. Ocena ogólna³ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Działania Polskich Sieci Energetycznych SA związane z organizacją rynku mocy zapewniły bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i poprawę niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego⁴. Przyjęte zasady wyboru jednostek do testowego okresu przywołania nie zapewniły natomiast właściwej efektywności kosztowej rynku mocy.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Spółka wypełniła wszystkie zadania określone w *ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*⁵ w zakresie organizacji rynku mocy w sposób zapewniający sprawne jego przygotowanie, a procedury określone w *regulaminie rynku mocy*⁶ były zgodne z art. 83 *ustawy o rynku mocy* i określały szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy. Oferowane warunki uczestnictwa zapewniały równe traktowanie wszystkim uczestnikom.

Również terminowo i zgodnie z obowiązującymi przepisami Spółka wykonała wszystkie obowiązki związane z przygotowaniem aukcji głównych. Wyegzekwowała zabezpieczenie finansowe od dostawców mocy, którzy otrzymali certyfikat warunkowy do udziału w aukcjach. Propozycje parametrów Operator⁷ wyznaczał zgodnie z zasadami określonymi w *ustawie o rynku mocy* i w *RRM*, jak również z uwzględnieniem potrzeb polskiego rynku energii. Także terminowo Operator przekazywał sporządzone propozycje parametrów ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki⁸.

Na aukcjach zorganizowanych w latach 2018-2022⁹, których przebieg był zgodny z procedurami wynikającymi z *ustawy o rynku mocy* i wewnętrznymi uregulowaniami, zakontraktowano łącznie 80 852,148 MW mocy elektrycznej (w tym na aukcjach głównych 67 244,511 MW i na aukcjach dodatkowych 13 607,637 MW), co stanowiło 82,7% oferowanej mocy (97 710,362 MW). W strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki, dominowały jednostki istniejące – 54,5% zakontraktowanej mocy i jednostki modernizowane – 19,2% zakontraktowanej mocy. Udział jednostek planowanych stanowił 14,3%.

W latach 2020-2021 z tytułu realizacji obowiązku mocowego dostawcom mocy wypłacono łącznie 10 630,08 mln zł netto (5 334,71 mln zł w 2021 r. i 5295,34 mln zł w 2022 r.), w tym 514,5 mln zł netto wypłacono podmiotom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym powyżej ośmiu godzin. W razie ogłoszenia stanu przywołania, jednostki te nie mogłyby wykonać obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy elektrycznej do systemu w okresie przywołania w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu. Ogłoszenie publikuje się bowiem nie później niż osiem godzin przed okresem przywołania na rynku mocy.

Spółka podjęła adekwatne działania przewidziane § 5 *rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonywania obowiązku mocowego, jego*

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

⁴ Dalej: KSE.

⁵ Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 ze zm. Dalej: *ustawa o rynku mocy*.

⁶ Dalej: *RRM*.

⁷ Operator (art. 2 ust. 1 pkt 27 *ustawy o rynku mocy*) – operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 lub 28 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.). Dalej: *Prawo energetyczne*. Na obszarze Polski funkcję Operatora pełni PSE SA, na podstawie decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE- 47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 r., wraz z późniejszymi zmianami.

⁸ Dalej: Prezes URE.

⁹ Uwzględniono również wyniki aukcji dodatkowej na poszczególne kwartały roku dostaw 2024, przeprowadzonej w dniu 16 marca 2023 r.

rozliczenia i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym¹⁰ gdy dostępna rezerwa mocy w procesach planowania dobowego pracy systemu była niższa od wartości wymaganej. W momencie wystąpienia tego zjawiska Spółka ogłosiła okres przywołania. Działania te, pozwoliły na odtworzenie rezerwy mocy i bezpieczną pracę KSE. Zarówno moc dostarczona do systemu jak i ograniczenie mocy pobieranej w dwóch okresach przywołania ogłoszonych w latach 2021-2022¹¹ była większa od skorygowanego obowiązku mocowego dla tych okresów (odpowiednio o 13,3% i 31,6% oraz 15,5% i 33,0%).

PSE SA prawidłowo wykonywała obowiązki monitorowania realizacji umów mocowych. Konsekwentnie egzekwowała terminowe złożenie przez dostawców mocy, którzy zawarli umowy mocowe na więcej niż jeden okres dostaw, dokumentów potwierdzających realizację obowiązków określonych w art. 52 ust. 1 i 2 ustawy o rynku mocy (wykonanie Finansowego i Operacyjnego Kamienia Milowego¹²). Również wymagała i weryfikowała wykonanie przez dostawców mocy kwartalnych demonstracji, potwierdzających ich zdolność do wykonania obowiązku mocowego. Spółka skorzystała także z uprawnienia wynikającego z art. 67 ust. 5 ustawy o rynku mocy i w odniesieniu do wybranych jednostek ogłaszała testowy okres przywołania¹³. Łącznie w latach 2021-2022 Spółka ogłosiła 267 takich okresów, z których 11 zakończyło się wynikiem negatywnym.

W ocenie NIK nie zapewniono przejrzystych zasad wyboru jednostek do TOP, a faktyczny wybór nie opierał się na analizie ryzyka, która powinna stanowić podstawę do ustalenia kryteriów doboru próby do kontroli. niski wskaźnik negatywnych TOP wynikał z [...] ¹⁴. Doboru próby do testowego okresu przywołania dokonywano w [...]. Zdaniem NIK, należało zidentyfikować potencjalne ryzyko, zagrażające realizacji celów rynku mocy i na tej podstawie wytypować jednostki objęte kontrolą w ramach TOP. Ponieważ celem TOP było stwierdzenie, czy dana jednostka rynku mocy jest zdolna do wykonywania obowiązku mocowego, analiza ryzyka powinna się skupiać na określeniu w których jednostkach rynku mocy występuje największe prawdopodobieństwo braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego, a więc największe prawdopodobieństwo uzyskania negatywnego wyniku TOP. Wprawdzie taki system doboru próby do kontroli faktycznie zapewniał utrzymanie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, jednak nie zapewniał w pełni efektywności kosztowej rynku mocy, co było ustawowym celem. Spółka nie przyjęła również jakichkolwiek sformalizowanych zasad realizacji testowego okresu przywołania. Brak pisemnych procedur zdaniem NIK stwarzał ryzyko braku transparentności i jednolitości w realizacji tego zadania.

W sytuacji niewywiązywania się dostawców mocy z zapisów umów mocowych, lub stwierdzenia opóźnienia w wykonywaniu obowiązków mocowych wynikających z tych umów Spółka egzekwowała, wynikające z przepisów prawa kary umowne. W latach 2021-2022 PSE SA pobrała od dostawców mocy z tytułu zasądzonych kar kwotę 40 583,69 tys. zł

¹⁰ Dz. U. z 2018 r. poz. 1455. Dalej: *rozporządzenie w sprawie wykonania obowiązku mocowego*.

¹¹ W tych latach Operator ogłosił dwa okresy przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r. w godzinach: 19.00-20.00 i 20.00-21.00.

¹² Dalej: FKM, OKM.

¹³ Dalej: TOP.

¹⁴ 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) i 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 PSE SA. W dalszej części wystąpienia w nawiasach kwadratowych [...] dokonano wyłączenia informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe¹⁵ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Realizacja zadań w zakresie organizacji rynku mocy

Opis stanu faktycznego

Organizacja rynku mocy

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt. 1-3 *ustawy o rynku mocy* Operator przeprowadza m. in. certyfikację ogólną - w celu pozyskania informacji o jednostkach fizycznych i wpisania ich do rejestru rynku mocy¹⁶, certyfikację do aukcji głównej – w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia ich do aukcji głównej oraz certyfikację do aukcji dodatkowych - w celu utworzenia jednostek rynku mocy i dopuszczenia do jednej lub większej liczby aukcji dodatkowych¹⁷.

PSE w latach 2018-2022 przeprowadziło pięć certyfikacji ogólnych, siedem certyfikacji do aukcji głównych i trzy certyfikacje do aukcji dodatkowych.

Przeprowadzona w 2018 r. certyfikacja ogólna zakończyła się w dniu 29 maja 2018 r., tj. w terminie określonym w art. 94 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*. Natomiast certyfikacje ogólne w latach 2019-2022 zakończyły się odpowiednio w dniach: 8 marca 2019 r., 6 marca 2020 r., 12 marca 2021 r. oraz 11 marca 2022 r.¹⁸ Dla tych certyfikacji został dotrzymany termin wskazany w art. 3 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*. W trakcie certyfikacji ogólnych właściciele jednostek fizycznych¹⁹ (lub jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych) złożyli od 1 196 wniosków (dotyczących jednostek o łącznej mocy 48 528,428 MW) w 2018 r. do 1 412 wniosków (dotyczących jednostek o łącznej mocy 54 656,933 MW) w 2022 r.²⁰ Najwięcej wniosków złożono dla jednostek fizycznych wytwórczych istniejących od 900 wniosków (o łącznej mocy 37 108,328 MW) w 2018 r. do 989 (o łącznej mocy 39 685,851 MW) w 2022 r. Dla jednostek fizycznych wytwórczych nowych złożono od 135 wniosków (o łącznej mocy 9 534,606 MW) w 2018 r. do 189 wniosków (o łącznej mocy 9 799,572 MW) w 2022 r.²¹ W latach 2018-2022 Operator odnośnie do 101 wniosków przeprowadził postępowania reklamacyjne, w trakcie których 97 wniosków rozpatrzył pozytywnie, a cztery negatywnie. Sposób rozpatrywania reklamacji przez PSE było zgodny z pkt 19 *RRM* i art. 22 *ustawy o rynku mocy*. Operator odmówił wpisu do rejestru rynku mocy łącznie 105 jednostkom. Odmowa była zgodna z art. 13 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* (dotyczyła nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosków).

Wpis do rejestru uzyskało od 1 167 jednostek fizycznych (o łącznej mocy 47 111,359 MW) w 2018 r. do 1 379 jednostek fizycznych (o łącznej mocy 53 754,195 MW) w 2022 r.²² Moc jednostek, które w certyfikacji ogólnej deklarowały chęć udziału w aukcjach głównych wahała się od 39 511,515 MW dla aukcji głównej na rok dostaw 2021 r. do 36 933,922 MW dla aukcji głównej na rok dostaw 2027 r. Natomiast łączna moc jednostek nowych (nowych jednostek wytwórczych i niepotwierdzonych jednostek redukcji zapotrzebowania na lata dostaw 2021-2027),

¹⁵ 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.

¹⁶ Dalej: rejestr.

¹⁷ W wystąpieniu pokontrolnym przeanalizowano przeprowadzanie przez Operatora w latach 2018-2022 certyfikacji ogólnych i certyfikacji do aukcji głównych.

¹⁸ Źródło informacji www.pse.pl.

¹⁹ Albo podmioty przez nich upoważnione.

²⁰ W 2019 r. złożono 1 103 wnioski dotyczące źródeł o łącznej mocy 54 459,831 MW, w 2020 r. złożono 1 210 wniosków dotyczących źródeł o łącznej mocy 56 861,563 MW i w 2021 r. 1 254 wnioski.

²¹ W 2019 r. złożono 88 wniosków o łącznej mocy 14 638,055 MW, w 2020 r. – 112 wniosków o łącznej mocy 12 575,480 MW i w 2021 r. – 98 wniosków o łącznej mocy 10 295,069 MW.

²² W 2019 r. wpis uzyskało 1 092 jednostki o łącznej mocy 54 387,751 MW, w 2020 r. – 1 188 o łącznej mocy 54 855,959 MW i w 2021 r. -0 1223 o łącznej mocy 51 867,656 MW.

które deklarowały udział w aukcjach głównych, wyniosła 16 745,06 MW. Udział mocy osiągalnej netto źródeł węglowych zgłaszanych do certyfikacji ogólnej zmniejszył się z 67% w 2018 r. do 57% w 2019 r. W kolejnych dwóch latach udział ten utrzymywał się na zbliżonym poziomie (ponad 56%). Następnie w 2022 r. spadł do 54%. Średni udział mocy osiągalnej netto pochodzącej z węgla w okresie 2018-2022 r. wyniósł 58%. Natomiast udział mocy zainstalowanej netto pochodzącej ze źródeł gazowych wzrósł z 14,7% w 2018 r. do 20% w 2022 r. Wartość średnia udziału mocy osiągalnej netto pochodzącej z gazu dla lat 2018-2022 wyniósł 17,5%.²³

(akta kontroli str. 38 plik 018, 020, 39 plik 045, 046, 052, 053, 056, 057, 40 plik 070, 071, 081, 083, 093, 41 plik 094, 108, 110, 42 plik 132, 134, 144, 146, 44 plik 154-160, 145 plik 001)

Prezes URE wszczął 99 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej w latach 2018-2022. Umorzył 30 postępowań, a wymierzył karę osiemnastu podmiotom. Jednocześnie na podstawie art. 85 ust. 8 *ustawy o rynku mocy* odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej wobec 40 podmiotów. Postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej w latach 2018-2022 wobec 11 podmiotów były w trakcie procedowania.

(akta kontroli str. 145 plik 001, 006 i 183 plik 008)

W certyfikacjach do aukcji głównych przeprowadzanych w latach 2018-2022 złożono od 685 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 96 204,283 MW) w 2018 r.²⁴ do 221 wniosków (dla jednostek o łącznej mocy 20 859,999 MW) w 2022 r. Przy czym dla istniejących jednostek złożono od 411 wniosków (o łącznej mocy 60 265,927 MW) w 2018 r. do 89 wniosków (o łącznej mocy 15 295,049 MW) w 2022 r.²⁵ Dla nowych jednostek rynku mocy wytwórczych złożono w latach 2018-2022 125 wniosków (o łącznej mocy 26 958,501 MW)²⁶, a dla jednostek modernizowanych 175 wniosków (o łącznej mocy 26 615,590 MW)²⁷. Operator przeprowadził w stosunku do 27 wniosków postępowanie reklamacyjne. Wszystkie zostały zakończone pozytywnie. Sposób rozpatrywania reklamacji przez PSE był zgodny z pkt 19 *RRM* i art. 22 *ustawy o rynku mocy*. Operator odmówił wydania certyfikatu dopuszczającego do udziału w aukcji głównej wobec 88 wniosków złożonych dla jednostek o łącznej mocy 4 456,926 MW. Odmowy były zgodne z art. 22 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. dotyczyły nieusunięcia w terminie wad lub braków formalnych wniosków.

(akta kontroli str. 38 plik 001, 018, 020, 39 plik 045, 046, 052, 053, 056, 057, 40 plik 070, 071, 081, 083, 093, 41 plik 094, 108, 110, 42 plik 132, 134, 144, 146, 44 plik 154-160, 145 plik 001)

Do szczegółowego badania wybrano próbę 177 wniosków, w tym 86 wniosków złożonych w ramach certyfikacji ogólnej i 91 wniosków złożonych w ramach certyfikacji do aukcji głównej. Wyboru próby dokonano według kryterium wielkości mocy zainstalowanej netto w przypadku certyfikacji ogólnej oraz wielkości deklarowanego obowiązku mocowego w przypadku certyfikacji do aukcji głównej. Łącznie zbadano 60 wniosków złożonych dla istniejących jednostek wytwórczych, 60

²³ <https://www.pse.pl/certyfikacja-ogolna>.

²⁴ Certyfikacja do aukcji głównej w 2018 r dotyczyła certyfikacji przeprowadzanej do trzech aukcji: z terminie dostaw w 2021 r., 2022 r. i 2023 r.

²⁵ W 2019 r. dla tych jednostek złożono 93 wnioski o łącznej mocy 7 952,012 MW, w 2020 r. – 76 wniosków o łącznej mocy 7 806,117 MW i w 2021 r. – 135 wniosków o łącznej mocy 16 150,602 MW.

²⁶ W 2018 r. złożono 48 wniosków o łącznej mocy 15 844,248 MW, w 2019 r. – 18 wniosków o łącznej mocy 5 448,200 MW, w 2020 r. – 3 wnioski o łącznej mocy 176,700 MW w 2021 r. – 11 wniosków o łącznej mocy 2 777,978 MW i w 2022 r. – 45 wniosków o łącznej mocy 2 711,375 MW.

²⁷ W 2018 r. złożono 109 wniosków o łącznej mocy 16 924,308 MW, w 2019 r. – 43 wnioski o łącznej mocy 8 170,754 MW, w 2020 r. – 3 wnioski o łącznej mocy 420,60 MW, w 2021 r. – 10 wniosków o łącznej mocy 747,348 MW, w 2022 r. – 10 wniosków o łącznej mocy 352,575 MW.

wniosków dla jednostek planowanych redukcji zapotrzebowania, 44 wnioski dla nowych jednostek wytwórczych, 5 wniosków dla jednostek wytwórczych modernizowanych oraz 8 wniosków dla jednostek redukcji zapotrzebowania. Wszystkie zbadane wnioski złożone w ramach certyfikacji ogólnych przeprowadzonych w latach 2018-2022 zawierały elementy wynikające z art. 12 ust. 3-5 ustawy o rynku mocy, w tym w szczególności:

- dane identyfikacyjne jednostki fizycznej i jej właściciela²⁸,
- informacje o lokalizacji jednostki,
- parametry techniczne jednostki fizycznej oraz wykaz punktów pomiarowych,
- plan pracy na okres kolejnych pięciu lat kalendarzowych licząc od roku następującego po roku certyfikacji ogólnej, w tym czas planowanej niedyspozycyjności jednostki w tym okresie,
- zgłoszenie danej jednostki fizycznej do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w jednej lub w większej liczbie aukcji dodatkowych wraz ze wskazaniem kwartałów albo oświadczenie o nieuczestniczeniu w najbliższej aukcji głównej lub w aukcjach dodatkowych,
- wskazanie roku dostaw, którego będzie dotyczyć aukcja główna, do udziału w której miała zostać zgłoszona dana jednostka (w przypadku jednostki fizycznej wytwórczej planowanej).

Natomiast wszystkie poddane badaniu wnioski dotyczące certyfikacji do aukcji głównej zawierały elementy wymienione w art. 19 ust. 1-3 oraz w art. 20 ust. 1-4 ustawy o rynku mocy, w tym przede wszystkim:

- wielkość obowiązku mocowego, który miał być oferowany w aukcji mocy, nie większy niż iloczyn mocy osiągalnej netto jednostki i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności,
- wystawione przez Operatora lub właściwego Operatora Systemu Dystrybucyjnego potwierdzenie spełniania wymogów technicznych (określonych w *RRM*) niezbędnych do poprawnego prowadzenia rozliczeń, przez wszystkie układy pomiarowe,
- informacje o istniejących i planowanych ograniczeniach czasu eksploatacji,
- kopię koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bądź kopię promesy koncesji,
- oświadczenie o planowanym spełnieniu limitu emisji przez jednostkę rynku mocy w roku dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja, albo (w przypadku, o którym mowa w art. 15 ust. 7 ustawy o rynku mocy), oświadczenie o niespełnieniu tego limitu (dotyczyło certyfikacji przeprowadzanej w 2021 r. i w 2022 r.),
- oświadczenie o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r. przez wszystkie jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy (albo o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przez co najmniej jedną jednostkę wytwórczą wchodzącą w skład jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w tej dacie albo później – dotyczyło certyfikacji przeprowadzanej w 2021 r. i w 2022 r.),
- planowane i poniesione nakłady finansowe oraz zakres rzeczowy prac związanych z tymi nakładami, niezależną ekspertyzę potwierdzającą m.in. 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)²⁹ lub odpowiednio dyrektywą Parlamentu

²⁸ Lub dane identyfikacyjne podmiotu upoważnionego do działania w imieniu właściciela jednostki fizycznej, jeżeli został wskazany oraz dokumenty upoważniające do działania w jego imieniu.

²⁹ Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17 ze zm.

*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*³⁰, spełnienie wymagań określonych w art. 25 ust. 5 *ustawy o rynku mocy* (w przypadku ubiegania się o wydłużenie okresu dostaw o dwa lata niż maksymalny okres dostaw), planowane spełnienie limitu emisji w każdym roku dostaw (certyfikacja w 2021 r. i w 2022 r.), informacje potwierdzające możliwość pozyskania finansowania oraz harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji – dotyczyło nowych i modernizowanych jednostek rynku mocy wytwórczych oraz jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania w przypadku ubiegania się o zawarcie umowy mocowej na okres dłuższy niż jeden rok,

- wykonanie testu redukcji zapotrzebowania – dotyczyło jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania istniejących.

(akta kontroli str. 152-166)

Zgodnie z art. 24 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* certyfikat wydawany dla jednostki rynku mocy zawiera co najmniej: dane identyfikacyjne dostawcy mocy oraz jednostki rynku mocy, kwalifikację jednostki rynku mocy (zgodnie z art. 25 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*), okres dostaw, którego dotyczył certyfikat, wskazanie aukcji mocy, do udziału w których dopuszczał certyfikat, wielkość obowiązku mocowego, która miała być oferowana w aukcji mocy (której dotyczyła certyfikacja), wielkość obowiązku mocowego, która miała być oferowana na aukcji mocy w przypadku rezygnacji z modernizacji (dotyczyło modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej), iloczyn mocy osiągalnej netto i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności, informację o statusie jednostki rynku mocy, jako cenotwórcy albo cenobiorcy oraz informację o liczbie okresów dostaw, na którą dostawca mocy zamierzał zawrzeć umowę mocową w wyniku aukcji głównej³¹.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE SA³², Operator nie miał możliwości wygenerowania certyfikatów przyznanych w wyniku certyfikacji do aukcji głównych, ponieważ nie przewidziano takiej możliwości w rejestrze. Możliwość wygenerowania certyfikatu posiadał jedynie uczestnik rynku mocy.

Operator mógł jednak wygenerować certyfikat w środowisku testowym. Certyfikat ten zawierał wszystkie elementy, wymienione w art. 24 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*.

(akta kontroli str. 43 plik 177)

Informacje o przebiegu certyfikacji ogólnych zostały przekazane Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii w terminie przewidzianym w art. 14 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*, tj. do 14 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, w dniach odpowiednio: 11 czerwca 2018 r., 19 marca 2019 r., 18 marca 2020 r., 24 marca 2021 r. i 23 marca 2022 r. Informacje o przebiegu certyfikacji do aukcji głównych i dodatkowych, zostały przekazane w terminach zgodnych z art. 27 i 28 *ustawy o rynku mocy*, tj. do 10 dni od zakończenia tych certyfikacji. Przy czym informacja o przebiegu certyfikacji do aukcji głównych dla dostaw 2021-2023 została przekazana 9 listopada 2018 r., dla roku dostaw 2024 – 15 listopada 2019 r., dla roku dostaw 2025 – 23 listopada 2020 r., dla roku dostaw 2026 – 25 listopada 2021 r., a dla roku dostaw 2027 – 23 listopada 2022 r. Operator przekazywał informacje o przebiegu certyfikacji do aukcji dodatkowej do Prezesa URE i do ministra właściwego do spraw energii w w

³⁰ Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1.

³¹ W przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej lub jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 20 ust. 4 *ustawy o rynku mocy*.

³² Pismo nr 2484-DS.-WG.070.1.2022.2 z dnia 25 października 2022 r., wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

następujących terminach: dla roku dostaw 2021 – 28 lutego 2020 r., dla roku dostaw 2022 – 24 lutego 2021 r., dla roku dostaw 2023 – 28 listopada 2022 r.

(akta kontroli str. 38 plik 001, 018, 020, 39 plik 045, 046, 052, 053, 056, 057, 40 plik 070, 071, 081, 083, 093, 41 plik 094, 108, 110, 42 plik 132, 134, 144, 146, 44 plik 154-160, 145 plik 001, 006)

Udział mocy zagranicznych w rynku mocy

Zgodnie z art. 6 ust 1 *ustawy o rynku mocy* Operator zapewnia możliwość udziału mocy zlokalizowanych w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego Unii Europejskiej, którego system elektroenergetyczny jest bezpośrednio połączony z systemem poprzez: dopuszczenie jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego do udziału w aukcji mocy (pkt. 1)³³ albo organizację aukcji wstępnych odrębnie dla poszczególnych stref³⁴ (pkt. 2). Przy czym w odniesieniu do każdej stref zastosowanie miało jedno z wymienionych rozwiązań na podstawie zawartej umowy między Operatorem a operatorem systemu przesyłowego bezpośrednio połączonego z systemem³⁵. W 2018 r. PSE rozpoczęły przygotowania do zawarcia umów, które pozwoliłyby dopuścić do udziału w rynku mocy jednostek mocy zlokalizowanych w systemie elektroenergetycznym państwa członkowskiego UE. Operatorzy zagraniczni nie wykazali zainteresowania rozwiązaniem przejściowym, w związku z czym PSE prowadziły prace nad zrealizowaniem rozwiązania docelowego. W ich wyniku zostały podpisane następujące umowy:

- w dniu 18 sierpnia 2020 r. z Litgrid AB (Litwa) – obejmująca okresy dostaw od 2025 r. do 2030 r.
- W dniu 9 października 2020 r. z ČEPS a.s. (Czechy) – obejmująca okresy dostaw od 2025 r. do 2030 r. i z SEPS a.s. (Słowacja) – obejmująca okresy dostaw od 2025 r. do 2030 r.
- W dniu 20 sierpnia 2021 r. z Svenska Kraftnät (Szwecja) – obejmująca okresy dostaw od 2025 r. do 2030 r.
- W dniu 12 sierpnia 2022 r. z 50Hertz Transmission GmbH (Niemcy) – obejmująca rok dostaw 2027.

W latach 2020-2022 zostały przeprowadzone aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw odpowiednio: 2025 r., 2026 r. i 2027 r., w których łącznie złożono 48 ofert. W 2020 r. jedyna złożona oferta nie wygrała aukcji. W 2021 r. aukcję wygrało 39 ofert złożonych przez ten sam podmiot, a w 2022 r. siedem ofert złożonych przez dwa podmioty. Ponadto, w 2022 r. wystąpił jeden przypadek, gdy oferta, która wygrała aukcję wstępną nie została dopuszczona do aukcji głównej ponieważ wniosek o certyfikację do aukcji głównej zawierał braki formalne. Dostawca nie usunął braków w wyznaczonym terminie, przez co PSE naliczyły kary umowne.³⁶Szczegółowej kontroli poddano oferty złożone w latach 2020-2022 (41 ofert). Wszystkie oferty zawierały elementy, o których mowa w art. 9 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. cenę w zł za 1 MW, wielkość oferowanej mocy w MW (nie mniejszą niż 2 MW), jednostkowy wskaźnik

³³ Przyjęte jako rozwiązanie przejściowe.

³⁴ Przyjęte jako rozwiązanie docelowe. Strefami, w których znajdują się jednostki fizyczne zagraniczne biorące udział w rynku mocy oraz z którymi jednostki fizyczne połączenia międzysystemowego łączą bezpośrednio system są: strefa profilu synchronicznego obejmująca część systemu przesyłowego Republiki Federalnej Niemiec (stanowiącą bezpośrednio połączony z systemem obszar grafików w rozumieniu art. 3 pkt 91 *rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej* – Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1) a także system przesyłowy Republiki Czeskiej i system przesyłowy Republiki Słowackiej oraz Litwa – obejmująca system przesyłowy Republiki Litewskiej i Szwecja – obejmująca system przesyłowy Królestwa Szwecji (art. 6 ust. 6 *ustawy o rynku mocy*).

³⁵ Dalej: operator zagraniczny.

³⁶ Szczegółowe informacje dot. kar zamieszczono w dalszej części niniejszego wystąpienia.

emisji CO₂, informację, czy uczestnik aukcji wstępnej zgadza się na przyjęcie oferty części oferowanej mocy, w wyniku czego zostały wpisane do rejestru rynku mocy. Natomiast w 2022 r. wystąpił jeden przypadek odrzucenia wniosku o certyfikację złożonego przez jednostkę zagraniczną, która wygrała aukcję wstępną do aukcji głównej na rok dostaw 2027. Wniosek ten został odrzucony ponieważ PSE zidentyfikowały w nim braki formalne, które nie zostały usunięte w wyznaczonym terminie.

(akta kontroli str.50 plik 410, 51 plik 424, 425, 147 plik 081, 086)

Regulamin rynku mocy³⁷

Zgodnie z art. 82 *ustawy o rynku mocy* Operator opracowuje *regulamin rynku mocy* określający szczegółowe warunki współpracy uczestników rynku mocy, a zgodnie z art. 84 ust. 1-2 Operator informuje na swojej stronie internetowej o publicznym dostępie do projektu *regulaminu rynku mocy* oraz o możliwości zgłaszania uwag, a także przekłada Prezesowi URE, do zatwierdzenia projekt *regulaminu* wraz z informacją o zgłoszonych uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

Pierwszy wniosek w sprawie zatwierdzenia *regulaminu rynku mocy* (wraz informacją o zgłoszonych uwagach i sposobie ich rozstrzygnięcia) został przekazany Prezesowi URE w dniu 28 lutego 2018 r. Wniosek ten był trzykrotnie uzupełniany, pismami z dnia 19, 26 i 27 marca 2018 r.³⁸ Prezes URE zatwierdził *regulamin* w dniu 30 marca 2018 r. *Regulamin rynku mocy* zawierał wszystkie elementy wymienione w art.83 pkt 1-11 *ustawy o rynku mocy*, w tym w szczególności:

- organizację i przebieg certyfikacji,
- szczegółowe warunki prowadzenia aukcji mocy, w tym: algorytm rozstrzygnięcia aukcji, uzyskiwanie dostępu i korzystanie z dedykowanego systemu teleinformatycznego, w tym wymagania techniczne dla użytkowników tego systemu oraz sposób licytowania i przebieg aukcji,
- szczegółowy zakres informacji zawartych w rejestrze,
- warunki korzystania z rejestru przez uczestników rynku mocy,
- procedury związane z dostarczaniem mocy, w tym szczegółowe warunki i sposób rozliczania wykonania obowiązku mocowego (w tym wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego w okresie przywołania), wykonania demonstracji, wyznaczania wielkości dostarczonej mocy (w tym metody określenia wielkości mocy dostarczonej w wyniku czasowego ograniczenia zużycia energii elektrycznej) oraz przeprowadzenia testu,
- termin sprawdzenia wykonania obowiązku mocowego w okresie przywołania,
- sposób sprawdzenia wykonania skorygowanego obowiązku mocowego,
- wzór obliczenia wynagrodzenia (o którym mowa w art. 62 *ustawy o rynku mocy*).

W latach 2020-2022 *Regulamin* był czterokrotnie zmieniany.

- Zmiana została zapisana w *Karcie aktualizacji nr RRM/Z/1/2020* i dotyczyła dostosowania *RRM* do zapisów rozporządzenia *Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego*

³⁷ Dokumentacja źródłowa znajduje się na stronie <https://www.pse.pl/regulamin-rynku-mocy>.

³⁸ Pisma PSE nr 520-DS-WG-WM.070.1.2018.7, 565-DS-WG-WM.070.1.2018.8 oraz nr 581-DS-WG-WM.070.1.2018.9.

energii elektrycznej³⁹. Zmiana polegała przede wszystkim na wyłączeniu możliwości uczestniczenia w rynku mocy jednostkom wytwórczym, emitującym powyżej 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej oraz średniorocznie powyżej 350 kg CO₂, pochodzącego z paliw kopalnych na kW mocy elektrycznej zainstalowanej.

- Zmiana została zapisana w *Karcie aktualizacji nr RRM/Z/2/2020* i pozwoliła doprecyzować wątpliwości interpretacyjne dotyczące certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji, zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, wykonywania obowiązku mocowego oraz rozliczeń na rynku mocy. W szczególności ujednoczone zostały zasady ustanawiania pełnomocnictwa na rynku mocy, doprecyzowano zasady wyznaczania parametrów we wnioskach o zastąpienie, doprecyzowano zapisy dotyczące wykonywania obowiązku mocowego w okresach przywołania oraz zasady przekazywania informacji w przypadku zaistnienia siły wyższej.
- Zmiana została zapisana w *Kartach aktualizacji nr RRM/Z/3/2021* oraz *RRM/Z/4/2021*. W karcie nr *RRM/Z3/2021* zmieniono sposób wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego⁴⁰ gdyż ten sprzed zmiany mógł zaniżyć jego wartość w odniesieniu do warunków bezpiecznej pracy KSE. Natomiast karta nr *RRM/Z4/2021* dostosowała zapisy *Regulaminu do ustawy z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw*⁴¹, w szczególności doprecyzowując postanowienia dotyczące zgłaszania transakcji na rynku wtórnym i postanowienia dotyczące przeprowadzania testu redukcji zapotrzebowania, a także udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- Zmiany zostały zapisane w *Karcie aktualizacji nr RRM/Z/5/2022*. Najważniejsze z nich dotyczyły: w przypadku wielokrotnego złożenia oświadczenia przed upływem terminu o dacie rozpoczęcia produkcji komercyjnej, rozpatrzeniu podlegało tylko ostatnie oświadczenie, złożenie oświadczenia dotyczącego limitu emisji oraz oświadczenia dotyczącego daty rozpoczęcia produkcji komercyjnej wymagało potwierdzenia ze strony Operatora w rejestrze rynku mocy, w przypadku stwierdzenia braków i wad w oświadczeniu o dacie rozpoczęcia produkcji komercyjnej, Operator wzywał do usunięcia zidentyfikowanych wad wyznaczając termin nie krótszy niż 10 dni roboczych.

Każda zmiana *regulaminu rynku mocy* podlegała procesowi uzgodnień publicznych oraz zatwierdzeń przez Prezesa URE. Zatwierdzenia kolejnych zmian *regulaminu rynku mocy*⁴² przez Prezesa URE odbywało się w dniach odpowiednio: 4 września 2020 r., 30 grudnia 2020 r., 10 listopada 2021 r., 29 grudnia 2022 r. oraz 3 lutego 2023 r.

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

Operator wykonał wszystkie zadania określone w *ustawie o rynku mocy* w zakresie organizacji rynku mocy w sposób zapewniający sprawne przygotowanie rynku mocy, a procedury określone w *regulaminie rynku mocy* były zgodne z art. 83 *ustawy o rynku mocy* i oferowały równe warunki uczestnictwa w rynku mocy wszystkim uczestnikom tego rynku.

³⁹ Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str.54. dalej: *rozporządzenie rynkowe*.

⁴⁰ Dalej również SOM.

⁴¹ Dz. U. z 2021 r. poz. 1505. Dalej: *ustawa o zmianie ustawy o rynku mocy*.

⁴² <https://www.pse.pl/regulamin-rynk-mocy>

2. Realizacja zadań związana z przeprowadzaniem aukcji mocy

Opis stanu faktycznego

Przygotowanie aukcji

Zgodnie z art. 29 *ustawy o rynku mocy* Operator do dnia 1 marca każdego roku ogłasza datę aukcji głównej, przypadającą w okresie pomiędzy 1 a 22 grudnia w roku ogłoszenia aukcji.

Ogłoszenie o aukcjach głównych ukazało się na stronach Operatora w dniach: 27 lutego 2019 r.⁴³ (termin aukcji głównej – 6 grudnia 2019 r.), 28 lutego 2020 r. (termin aukcji głównej – 14 grudnia 2020 r.), 26 lutego 2021 r. (termin aukcji głównej – 16 grudnia 2021 r.) i 25 lutego 2022 r. (termin aukcji głównej - 15 grudnia 2022 r.).

Zgodnie z *RRM* Operator (punkt 9.1.4.) nie później niż 14 dni kalendarzowych przed aukcją mocy publikuje na swojej stronie internetowej szczegółowy harmonogram aukcji mocy, obejmujący: godzinę rozpoczęcia aukcji mocy, godzinę rozpoczęcia i zakończenia każdej rundy, ceny wywoławcze poszczególnych rund oraz zaokrągloną do 1000 MW łączną wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy.

Szczegółowe harmonogramy aukcji zostały zamieszczone na stronach internetowych PSE w dniach: 31 października 2018 r., 21 listopada 2018 r., 7 grudnia 2018 r., 22 listopada 2019 r., 27 listopada 2020 r., 1 grudnia 2021 r. i 30 listopada 2022 r.

Harmonogramy zawierały elementy wymienione w pkt 9.1.4. *RRM*. Maksymalna liczba rund dla aukcji głównych na lata dostaw 2021-2023 została określona na: 15, dla pozostałych aukcji głównych, na 12, a czas trwania każdej rundy na 30 minut, czas trwania przerw technicznych po każdej rundzie również na 30 minut. Łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców wyniosła odpowiednio: 26 000 MW, 13 000 MW, 14 000 MW, 12 000 MW, 3 000 MW, 8 000 MW i 6 000 MW. W Harmonogramie zamieszczono również cenę wywoławczą i cenę minimalną każdej rundy. Cena wywoławcza pierwszej rundy wyniosła odpowiednio: 327,80 zł, 366,00 zł, 406,90 zł, 404,30 zł, 414,70 zł, 400,40 zł i 406,35 zł.

(akta kontroli str. 38 plik 029, 39 plik 033, 037, 054, 40 plik 087, 42 plik 126, 167 plik 001)

Zgodnie z art. 26 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* w odniesieniu do nowej jednostki rynku mocy wytwórczej oraz niepotwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, Operator wydaje certyfikat warunkowy, po ustanowieniu na rzecz Operatora zabezpieczenia finansowego. Szczegółowe warunki ustanowienia zabezpieczenia zostały określone w § 5 *rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych*⁴⁴. Szczegółowej kontroli poddano wszystkie certyfikaty warunkowe wydane przez Operatora w latach 2018-2022. Stwierdzono, że:

- zabezpieczenie finansowe zostało wniesione w terminie określonym w § 5 *rozporządzenia w sprawie zabezpieczenia finansowego*, tj. w terminie 10 dni kalendarzowych przed rozpoczęciem aukcji mocy,
- wysokość zabezpieczenia była zgodna z § 2 *rozporządzenia w sprawie zabezpieczenia finansowego* – 43 zł za każdy kilowat mocy, która miała być oferowana na aukcji,

⁴³ Na stronie internetowej Operatora nie znajdowało się już ogłoszenie o aukcjach głównych przeprowadzanych w 2018 r.

⁴⁴ Dz. U. 2018 poz. 1730. Dalej: *rozporządzenie w sprawie zabezpieczenia finansowego*.

- zabezpieczenie finansowe przyjęło jedną z form określoną w § 3 ust. 1 *rozporządzenia w sprawie zabezpieczenia finansowego*.

W latach 2018-2022 wystąpiło łącznie 119 przypadków (95 w aukcjach głównych i 24 w aukcjach dodatkowych) gdy pomimo otrzymania certyfikatu warunkowego dostawcy mocy nie ustanowili zabezpieczenia. We wszystkich przypadkach niedopełnienia tego obowiązku uczestnicy rynku mocy nie zostali dopuszczeni do udziału w aukcjach mocy.

(akta kontroli str. 147 plik 81, 148 plik 87)

Parametry aukcji

Zgodnie z art. 14 ust. 2 *ustawy o rynku mocy* Operator, w terminie 28 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej przekłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wartości parametrów, o których mowa w art. 31 pkt 1, 2, 4 i 5⁴⁵ oraz w art. 32 ust. 1 pkt 2-7 oraz ust. 3 *ustawy o rynku mocy*⁴⁶.

Certyfikacja ogólna⁴⁷ na lata dostaw 2021 r., 2022 r., 2023 r. zakończyła się w dniu 29 maja 2018 r. Natomiast na lata dostaw 2024 r., 2025 r., 2026 r. i 2027 r. zakończyły się odpowiednio w dniach: 8 marca 2019 r., 6 marca 2020 r., 12 marca 2021 r. oraz 11 marca 2022 r. Proponowane wartości parametrów zostały przekazane ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE w dniu 20 czerwca 2018 r. (22 dni po zakończeniu certyfikacji ogólnej), 5 kwietnia 2019 r., 2 kwietnia 2020 r., 8 kwietnia 2021 r. i 5 kwietnia 2022 r. Wszystkie proponowane wartości parametrów zostały przekazane z zachowaniem 28-dniowego, ustawowego terminu.

W ramach wyznaczania propozycji parametrów PSE przeprowadziły analizy i obliczenia, których wyniki prezentowały w dokumentach: *Proponowane parametry dla trzech aukcji głównych przeprowadzanych w 2018 r.* oraz w analogicznych dokumentach dla aukcji głównych i dodatkowych, przeprowadzanych w latach 2019-2021⁴⁸. Propozycje parametrów opracowywane były przez PSE w następujący sposób:

- prognozowane zapotrzebowanie na moc (PZM)⁴⁹ - wyznaczano z uwzględnieniem wytycznych wynikających z art. 33 *ustawy o rynku mocy*, tj. biorąc pod uwagę prognozowane zapotrzebowanie na moc w systemie w danym okresie dostaw, wymagany poziom rezerw mocy ponad zapotrzebowanie

⁴⁵ Tj.: zapotrzebowanie na moc wyznaczone zgodnie z art. 33 *ustawy o rynku mocy*; cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej odzwierciedlającą alternatywny koszt pozyskania mocy przez Operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczeniu usług systemowych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt. 8 *Prawa energetycznego*, parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc, dla której cena osiąga wartość maksymalną oraz parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kWh/miesiąc.

⁴⁶ Tj. cenę maksymalną określoną dla cenobiorcy, wyznaczoną na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych; maksymalną liczbę rund aukcji; jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych odniesione do mocy osiągalnej netto, warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy jako: a) nowej jednostki rynku mocy wytwórczej – uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw do aukcji głównej, b) nowej jednostki mocy wytwórczej, modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej albo jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania – uprawnionej do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 5 okresów dostaw w aukcji głównej; minimalne wielkości obowiązków mocowych planowane do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna; korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii; maksymalne wolumeny obowiązków mocowych, dla stref o których mowa w art. 6 ust. 6 *ustawy o rynku mocy*.

⁴⁷ Certyfikacja ogólna, dalej również CO.

⁴⁸ Proponowane parametry dla aukcji głównej przeprowadzanej w 2021 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2022 r. i proponowane parametry dla aukcji przeprowadzanej w 2022 r. oraz dodatkowych przeprowadzanych w 2023 r.

⁴⁹ PZM to wolumen mocy, jaki powinien zostać zakupiony na dany okres dostaw, tak, aby spełniony był założony standard bezpieczeństwa wyrażany parametrem LOLE. LOLE to oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (w rozważanym przypadku w roku), w którym suma dostępnych zdolności wytwórczych nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania oraz wymaganego poziomu rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym. LOLE wyraża sumaryczny czas trwania deficytów mocy w danym okresie.

w danym okresie dostaw oraz wielkości mocy: zapewnianej przez jednostki fizyczne niewchodzące w skład jednostek rynku mocy, wynikającej z obowiązujących umów mocowych, których przedmiotem były obowiązki mocowe na ten sam okres dostaw, w przypadku aukcji głównej – planowanej do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych oraz połączeń międzysystemowych. PZM obliczano na podstawie wyników probabilistycznej oceny wystarczalności⁵⁰, w ramach której przeprowadzane były analizy określonych wariantów założeń oraz zadanych scenariuszy w ramach tych wariantów. Warianty założeń obejmowały: moc osiągalną źródeł wytwórczych niebiorących udział w rynku mocy, występowanie strukturalnych ubytków mocy dyspozycyjnej w wyniku ograniczeń pracy sieci lub trwałych niedyspozycyjności źródeł wytwórczych. Scenariusze w ramach wariantów dotyczyły występowania lat klimatycznych i obejmowały: roczny, godzinowy profil temperatury i związaną z tym sensytywność termiczną zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, roczny, godzinowy profil współczynników wykorzystania mocy źródeł niesterowalnych takich jak: elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie słoneczne. Przy wyborze wariantu optymalnego wykorzystywano metodę obejmującą identyfikację najbardziej kosztownego przypadku dla każdego z wariantów. Wariantem optymalnym był wariant, który posiadał najniższy, najbardziej kosztowy przypadek. Wyznaczone w ten sposób PZM na każdy rok dostaw w latach 2021-2027 wyniosło odpowiednio: 22 732 MW, 23 003 MW (10 544 MW), 23 292 MW (10 708 MW)⁵¹, 8 851 MW, 3 511 MW, 7 085 MW i 6 237 MW.

- Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD) służący do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki wytwórczej możliwego do zaoferowania na rynku mocy. Wartość KWD wyznaczana była dla każdej z grup technologii wytwarzania energii elektrycznej i źródeł energii pierwotnej⁵². Dla określenia KWD wykorzystywano różne źródła danych, w tym dane historyczne charakterystyki pracy, awaryjności, ubytków mocy oraz dane porównawcze. KWD określony dla aukcji na każdy rok dostaw okresu 2021-2027 wahał się od 100% dla jednostek redukcji zapotrzebowania do 2,07-2,34% dla jednostek Grupy 9⁵³.
- Cena wejścia nowej jednostki wytwórczej (CeWe) mająca odzwierciedlać koszt pozyskania mocy poprzez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych, z uwzględnieniem potencjalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług systemowych – obliczano przy uwzględnieniu standardu bezpieczeństwa LOLE równemu 3 h/rok, dla technologii: turbin gazowych w układzie prostym, silników tłokowych opalanych sieciowym gazem ziemnym wysokometanowym albo paliwem ciekłym i układów gazowo-parowych (jako technologii o najniższych kosztach stałych).

⁵⁰ Na potrzeby procesów rynku mocy, w tym wyznaczenie parametrów rynku mocy, przyjęto standard bezpieczeństwa równy 3 godziny.

⁵¹ W nawiasach podano PZM po uwzględnieniu mocy zakontraktowanej na wcześniejszych aukcjach.

⁵² Grupa 1 – elektrownie systemowe i elektrociepłownie opalane węglem kamiennym i brunatnym, Grupa 2 – jednostki kogeneracyjne zawodowe oraz przemysłowe pracujące w układzie blokowym lub kolektorowym, pracujące w cyklu Rankine'a, Grupa 3 – bloki gazowo-parowe, Grupa 4 – turbiny gazowe pracujące w cyklu prostym oraz silniki tłokowe gazowe i diesla, Grupa 5 – bloki kondensacyjne i kogeneracyjne zasilane biomasa, Grupa 6 silniki tłokowe zasilane gazem innym niż gaz ziemny lub olej napędowy, Grupa 7 – turbiny wiatrowe na lądzie, Grupa 8 – elektrownie wiatrowe morskie, Grupa 9 – elektrownie słoneczne, Grupa 10 – magazyny energii w postaci akumulatorów, Grupa 11 – elektrownie wodne z możliwością retencji wody (szczytowo-pompowe oraz przepływowe), Grupa 12 – elektrownie wodne przepływowe, Grupa 14 – bloki jądrowe i Grupa inne.

⁵³ Dla jednostek Grupy 1 i 2 od 91,54 do 92,67%, dla Grupy 3 od 91,80 do 93,48%, dla Grupy 4 i 6 od 93,21 do 93,31%, dla Grupy 5 od 91,54 do 92,67%, dla Grupy 7 od 10,94 do 15,28% dla Grupy 8 od 20,34 do 20,86%, dla Grupy 10 od 96,11 do 95,00 dla Grupy 11 od 97,61 do 99,38%, dla Grupy 12 od 44,39 do 45,71% dla Grupy 14 od 96,11 do 97,19% i dla grupy inne od 91,90 do 90,35%

Cena wejścia nowej jednostki wytwórczej na każdy rok dostaw w latach 2021-2027 wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 329, 337, 346, 352, 361, 410, 431.

- Cena maksymalna dla cenobiorcy (CeCe) odzwierciedlająca koszty stałe istniejących jednostek wytwórczych wyznaczano na podstawie danych statystycznych publikowanych przez Agencję Rynku Energii SA. Przy obliczaniu CeCe uwzględniano amortyzację, materiały (koszty materiałów, których wielkość nie była uzależniona od rozmiarów produkcji), koszty pracy oraz pozostałe koszty działalności podstawowej (koszty wydziałów pomocniczych, podatki i opłaty oraz pozostałe koszty). Cena maksymalna dla cenobiorcy na każdy rok dostaw w latach 2021-2027 wyniosła odpowiednio [zł/kW/rok]: 193, 198, 203, 183, 179, 186 i 199.
- Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych dla nowej jednostki rynku mocy uprawniający do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw obliczano z wykorzystaniem informacji o ofertowych cenach kontraktowych na budowę nowych bloków energetycznych w Polsce. Natomiast przy wyznaczaniu jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 5 okresów dostaw dla nowych i modernizowanych jednostek wytwórczych oraz dla jednostek redukcji zapotrzebowania wykorzystywano informacje o wartości kontraktów na modernizację istniejących źródeł wytwórczych oraz informacje własne Operatora o prognozowanych przez właścicieli kosztach modernizacji jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Dla lat od 2021-2023 zaproponowany przez PSE jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 15 lat wyniósł 3 000 zł/kW/rok dla aukcji z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r. w następnych aukcja natomiast wyniósł 2 400 zł/kW/rok. Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na nie więcej niż 5 okresów dostaw wyniósł 500 zł/kW/rok dla aukcji z terminem dostaw od 2021 r., 2022 r. i 2023 r., a w następnych aukcjach 400 zł/kW/rok.
- Udział mocy zagranicznych obliczano dokonując statystycznej prognozy poziomu mocy transgranicznych, który z określonym prawdopodobieństwem mógł partycypować w bilansie mocy KSE w momencie potencjalnego niedoboru rezerw. Udział mocy zagranicznych dla aukcji z terminem dostaw 2025 r. wyniósł – 2 166 MW, z terminem dostaw 2026 r. – 1 176 MW i z terminem dostaw 2027 r. – 1 415 MW.

(akta kontroli str. 38 plik 22-24, 39 plik 45-47, 40 plik 75-79, 41 plik 113-117, 43 plik 149-153, 38 plik 18-21, 40 plik 70-74, 41 plik 107-112, 118, 42 plik 143-148)

Przebieg aukcji głównych

Wszystkie aukcje główne przeprowadzane w latach 2018-2022 (na lata dostaw 2021-2027) rozpoczęły się o godzinie wskazanej w szczegółowych harmonogramach. Po każdej rundzie następowała przerwa techniczna, w trakcie której Operator dokonywał weryfikacji złożonych w danej rundzie ofert⁵⁴, następnie wyznaczał pozostałą, po uwzględnieniu ofert wyjścia, wielkość obowiązków mocowych oraz sprawdzał (zgodnie z pkt 9.2.3.1. *RRM*) czy nie nastąpiło zakończenie aukcji. W przypadku stwierdzenia zakończenia aukcji Operator publikował na stronie internetowej PSE SA informacje o zakończeniu aukcji mocy, za pomocą rejestru oraz za pomocą wiadomości e-mail przekazywał dostawcom mocy informację o zakończeniu aukcji, a także nie uruchamiał kolejnej rundy aukcji. Wyniki poszczególnych aukcji były następujące:

⁵⁴ W tym m.in. weryfikację poprawności podpisów na złożonych ofertach (pkt 4.1.20 *RRM*), weryfikację wystąpienia modyfikacji albo wycofania ofert złożonych w trakcie trwania rundy (pkt 9.2.2.2. *RRM*), weryfikację złożonych oświadczeń o których mowa w pkt 9.1.7 *RRM* po wcześniejszym złożeniu oferty wyjścia (pkt 9.2.2.3. *RRM*)

- rok dostaw 2021 – aukcja zakończyła się w piątej rundzie z ceną zamknięcia 240,32 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 22 427,066 MW⁵⁵,
- rok dostaw 2022 – aukcja zakończyła się w siódmej rundzie z ceną zamknięcia 198,00 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 10 580,056 MW,
- rok dostaw 2023 – aukcja zakończyła się w ósmej rundzie z ceną zamknięcia 202,99 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 10 631,191 MW,
- rok dostaw 2024 – aukcja zakończyła się w piątej rundzie z ceną zamknięcia 259,87zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 8 671,154 MW,
- rok dostaw 2025 – aukcja zakończyła się w siódmej rundzie z ceną zamknięcia 172,85 zł/kW/rok, a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 2 367,304 MW, w tym 275,717 MW dotyczyło umów mocowych zawartych na okres od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 30 czerwca 2025 r.,
- rok dostaw 2026 – aukcja zakończyła się w pierwszej rundzie z ceną zamknięcia 400,39 zł/kW/rok (cena obowiązków mocowych dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych⁵⁶ wyniosła 399,00 zł/kW/rok), a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 7 188,584 MW, w tym 350,000 MW dotyczyło obowiązków mocowych jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych,
- rok dostaw 2027 – aukcja zakończyła się w pierwszej rundzie z ceną zamknięcia 406,35 zł/kW/rok (cena obowiązków mocowych dla jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych⁵⁷ wyniosła: dla jednostek znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2) ustawy, obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej – 298,00 zł/kW/rok oraz dla jednostek znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 1) ustawy, obejmującej strefę profilu synchronicznego – 399 zł/kW/rok), a sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wyniosła 5 379,156 MW, w tym 550,000 MW dotyczyło obowiązków mocowych, którymi objęte były jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych.

Na aukcjach przeprowadzonych w latach 2018-2022⁵⁸ zakontraktowano łącznie 80 852,148 MW mocy elektrycznej (w tym na aukcjach głównych 67 244,511 MW i na aukcjach dodatkowych 13 607,637 MW), co stanowiło 82,7% oferowanej mocy (97 710,362 MW). W strukturze mocy zakontraktowanej na aukcjach głównych w zależności od typu jednostki dominowały jednostki istniejące – 54,5% zakontraktowanej mocy i jednostki modernizowane – 19,2% zakontraktowanej mocy. Natomiast udział jednostek planowanych stanowił 14,3%.

(akta kontroli str 38 plik 029, 39 plik 033, 037, 054, 40 plik 087, 42 plik 126, 167 plik 001, 183 plik 003)

⁵⁵ Źródło: <https://www.pse.pl/aukcja-glowna-na-rok-dostaw-2021>, podane dane dot. wielkości zakontraktowanych mocy zostały pozyskane z informacji Prezesa URE o ostatecznych wynikach aukcji głównych, które zostały opublikowane również na stronach internetowych PSE.

⁵⁶ Znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 3 ustawy o rynku mocy, obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji.

⁵⁷ Znajdujących się w strefie, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2 ustawy o rynku mocy, obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej.

⁵⁸ Uwzględniono również wyniki aukcji dodatkowej na poszczególne kwartały roku dostaw 2024, przeprowadzonej w dniu 16 marca 2023 r.

W latach 2018-2022 w trakcie trwania aukcji głównych nie wystąpiły problemy techniczne związane z systemem teleinformatycznym do obsługi aukcji mocy, które mogłyby wpłynąć na ich przebieg lub wyniki. Podczas przeprowadzania w dniu 18 marca 2020 r. aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały 2021 r w krótkim czasie po rozpoczęciu aukcji, systemy informatyczne zawiesiły się, uniemożliwiając dalsze prowadzenie aukcji. Przyczyną wystąpienia awarii był błąd w jednej z procedur programowych, wykorzystywanych do przepływów danych. System nie odliczał czasu i nie pozwalał na wykonywanie jakichkolwiek czynności. W związku z zaistniałą sytuacją Operator zawiesił rozpoczętą aukcję. Po usunięciu usterki o godzinie 9.00 udało się wznowić aukcję i doprowadzić ją do końca. Żaden z uczestników aukcji nie zgłosił problemów z możliwością wzięcia w niej udziału.

(akta kontroli str.- 38 plik 001)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

Operator prawidłowo wykonał wszystkie zadania związane z przygotowaniem aukcji głównych. Wyegzekwował zabezpieczenie finansowe od dostawców mocy, którzy otrzymali certyfikat warunkowy do udziału w tych aukcjach. Propozycje parametrów Operator wyznaczał zgodnie z zasadami określonymi w *ustawie o rynku mocy* i w *RRM*, a także z uwzględnieniem potrzeb polskiego rynku energii. Aukcje główne w latach 2018-2022 PSE przeprowadziły zgodnie z obowiązującymi przepisami i wewnętrznymi regulacjami.

OBSZAR

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

Opis stanu
faktycznego

Zobowiązania Operatora wynikające z umów mocowych dotyczyły przede wszystkim weryfikacji wykonywania obowiązku mocowego, przekazywania informacji niezbędnych do wystawiania przez dostawcę mocy dokumentów księgowych stanowiących podstawę do wypłacenia wynagrodzenia oraz ustalania wysokości kar należnych za niewykonanie obowiązku mocowego (§ 2 pkt 7 *umowy mocowej*). Zgodnie ze Szczegółowym Regulaminem Departamentu Rozwoju Systemu⁵⁹ do zadań Departamentu należało monitorowanie realizacji umów mocowych dla nowych i modernizowanych jednostek rynku mocy, a jednym z zadań Wydziału Wykonania Obowiązków Mocowych była weryfikacja wykonania obowiązku mocowego w okresach zagrożenia⁶⁰ i testowych okresach zagrożenia we współpracy z Departamentem Zarządzania Systemem i Biurem Pomiarów Energii.

(akta kontroli str. 43 plik 167-174)

Weryfikacja wykonania obowiązku mocowego

Zgodnie z art. 57 *ustawy o rynku mocy* obowiązek mocowy polega na pozostawaniu w gotowości do dostarczania przez jednostkę rynku mocy określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu (art. 57 ust.1 pkt 1) oraz dostarczania mocy elektrycznej do systemu w okresach przywołania w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu (art. 57 ust. 1 pkt 2). Zdolność do wykonania obowiązku mocowego dostawca mocy miał obowiązek wykazać poprzez wykonanie tzw. demonstracji (zgodnie z art. 67 ust. 1-2 *ustawy o rynku mocy*). Złożenie oświadczenia o demonstracji następowało nie później niż do 10 dnia roboczego miesiąca

⁵⁹ Zatwierdzony uchwałą Zarządu PSE SA nr 161/24/2021 z dnia 1 czerwca 2021 r., obowiązujący od dnia 13 sierpnia 2021 r.

⁶⁰ 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, ze zm.) - w *ustawie o rynku mocy* wyrazy "okres zagrożenia" zastąpiony został wyrazami "okres przywołania na rynku mocy".

następującego po zakończeniu kwartału (pkt 16.7.1 RRM) i polegała na wykazaniu przez dostawcę mocy, że każda jednostka rynku mocy, której dotyczyła umowa mocowa, była zdolna do wykonania obowiązku mocowego, co następowało poprzez wskazanie Operatorowi określonej liczby godzin w każdym kwartale, w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu. Za dostarczanie mocy do systemu na potrzeby demonstracji w przypadku jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania uważało się ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw, a jednostki rynku mocy wytwórczej wytworzenie energii elektrycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw. W okresie od I kwartał 2021 r. - IV kwartał 2022 r. 10 jednostek rynku mocy⁶¹ nie wykonało dwunastu demonstracji, co stanowiło 0,7% ogółu demonstracji, które powinny zostać wykonane w tym okresie (1 732). Natomiast łączna moc niewykonanych demonstracji wyniosła 1 292,3 MW, w tym 53,6 MW dotyczyło niewykonania demonstracji przez dwie potwierdzone jednostki redukcji zapotrzebowania. Łączna wielkość obowiązków mocowych wynikających z aukcji głównej z terminem dostaw w 2021 r. wyniosła 22 427,07 MW. W 2021 r. niewykonane demonstracje stanowiły 4,7% obowiązków mocowych wynikających z tej aukcji. Natomiast łączna wielkość obowiązków mocowych wynikających z aukcji głównej z terminem dostaw w 2022 r. wyniosła 23 038,87 MW, niewykonane demonstracje stanowiły 1,04% obowiązków mocowych wynikających z tej aukcji. Zwrotowi podlegało wynagrodzenie w łącznej kwocie 11,8 mln zł. Do dnia 11 maja 2023 r. PSE wyegzekwowały zwrot wynagrodzeń od wszystkich jednostek, które nie wykonały demonstracji.

(akta kontroli str. 81 plik 013)

Szczegółowemu badaniu poddano wykonanie⁶² 143 demonstracji, w tym w każdym kwartale wzięto pod uwagę wszystkie demonstracje wykonywane przez nowe jednostki rynku mocy (95 demonstracji) oraz po dwie jednostki modernizowane (w każdym z siedmiu kwartałów – 14 demonstracji), istniejące i redukcji zapotrzebowania (według wielkości obowiązku mocowego po 6 jednostek rynku mocy z każdego z siedmiu kwartałów). Wszystkie poddane badaniu JRM wytworzyły energię elektryczną bądź ograniczyły moc pobieraną z sieci elektroenergetycznej w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocowy tych jednostek w kwartale dostaw. Wykazana liczba godzin w każdym kwartale (1 godzina), w którym jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu (bądź ograniczyła moc pobieraną) była zgodna z § 7, w związku z § 12 rozporządzenia *sprawie wykonania obowiązku mocowego* i obejmowała godziny od 7.00 do 22.00 w dniach od poniedziałku do piątku. Operator weryfikował wielkość wytworzonej energii oraz ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej poprzez dane pomiarowo-rozliczeniowe (z wszystkich punktów pomiarowych w sieci dystrybucyjnej wskazanych dla danej jednostki fizycznej w ramach certyfikacji ogólnej), od Operatora Sieci Dystrybucyjnej w trybie dobowym z rozdzielczością godzinową.⁶³

(akta kontroli str. 81 plik 005, 011-021, 145 plik 004, 005)

Drugi sposób weryfikacji przez Operatora wykonania obowiązku mocowego został określony w art. 67 ust 5 *ustawy o rynku mocy*. Na tej podstawie Operator mógł ogłosić testowy okres przywołania dla wybranych jednostek rynku mocy, objętych obowiązkiem mocowym, przy czym Operator nie mógł ogłosić testowego okresu

⁶¹ Dalej: JRM.

⁶² Badanie przeprowadzono na podstawie zestawienia wygenerowanego z rejestru rynku mocy, które stanowi jedyny dokument świadczący o wykonaniu demonstracji.

⁶³ Z wybranej próby 143 zbadanych demonstracji, pobrano 62 raporty z weryfikacji wytworzonej/ograniczonej mocy.

przywołania w odniesieniu do jednej jednostki rynku mocy częściej niż raz na kwartał (art. 67 ust. 7 *ustawy o rynku mocy*).

W Spółce nie opracowano pisemnych zasad wyboru jednostek do testowego okresu przywołania.

Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE SA⁶⁴ [...] [...]

Ponadto, jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE SA⁶⁵ [...]

Łącznie w latach 2021-2022 przeprowadzono 267 TOP (średnio 2,6 w każdym tygodniu). Wynik negatywny uzyskano w 11 przypadkach (4,1%). W związku z tym naliczono kary za niewykonanie testowego okresu przywołania na kwotę 465,1 tys. zł. Natomiast wielkość niewykonanego obowiązku mocowego w TOP wyniosła 21,6 MW w 2021 r. oraz 84,2 MW w 2022 r. Wszyscy wezwani w tym okresie do TOP posiadali obowiązki mocowe w wielkości 10,7 GW w 2021 r. oraz 14 GW w 2022 r..

(akta kontroli str.54 plik 514-516, 81 plik 22, 183 plik 017)

W kwestii nie zastosowania doboru celowego przy wyborze jednostek rynku mocy do TOP Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnik zarządu PSE SA wyjaśnił⁶⁶, że analiza rezultatów dotychczasowych przeprowadzonych TOP (odsetek negatywnych TOP był stosunkowo niewielki) nie wskazuje na występowanie istotnego ryzyka dla możliwości utrzymania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku ogłoszenia okresu przywołania na rynku mocy. Zostało to także potwierdzone podczas okresów przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r., kiedy znacząca większość jednostek rynku mocy wykonała swój obowiązek mocowy lub zapewniła wykonanie przez realokowanie z innych jednostek.

(akta kontroli str.28, 50 plik 407, 54 plik 537, 540)

Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnik zarządu PSE SA wyjaśnił również⁶⁷, że zarówno przepisy *ustawy o rynku mocy*, jak i inne regulacje nie określają zasad wyboru jednostek rynku mocy do TOP i nie zobowiązują Operatora do opracowania takich pisemnych zasad (np. w formie instrukcji). Z tego powodu sposób prowadzenia losowań przez pracowników Departamentu Rozwoju Systemu nie został sformalizowany. Ze względu na bardzo szeroki wachlarz sytuacji, w których skorzystanie przez Operatora z prawa ogłoszenia TOP na rynku mocy może być korzystne w celu wsparcia bezpiecznej pracy systemu, nie jest możliwe efektywne ustalenie procedury zawierającej zamknięty katalog kryteriów i sytuacji. Podobnie w przypadku prowadzonych losowań – zbyt duża formalizacja procesu, w tym np. ustalenie kryteriów wyboru jednostek, stałych dni i liczby testowych okresów przywołania, mogłaby zmniejszyć obiektywność oraz skuteczność mechanizmu testowania i osłabić jego funkcję motywującą dostawców mocy do aktywnego uczestnictwa w rynku wtórnym.

(akta kontroli str. 50 plik 407, 54 plik 537)

Okresy przywołania

⁶⁴ Pismo znak: 2260-DS.-WG.070.1.2022.20 z dnia 14 lipca 2023 r. wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

⁶⁵ Pismo znak: 2793-DS.-WG.070.1.2022..4 z dnia 2 grudnia 2022 r. Wyjaśnienia z upoważnienia złożył Zastępca Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu.

⁶⁶ Pismo znak: 127-DS.-WG.070.1.2022.7 z dnia 17 stycznia 2023 r. wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

⁶⁷ Pismo znak: 1793-DS.-WG.070.1.2022.13 z dnia 6 czerwca 2023 r. wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

Od dnia 30 kwietnia 2020 r. Operator na swojej stronie internetowej⁶⁸ rozpoczął publikację danych wynikających z punktu 16.3.1.1 *RRM*, tj. danych o prognozowanym zapotrzebowaniu sieci, prognozowanej mocy dyspozycyjnej netto zasobów wytwórczych, prognozowanej wielkości niedyspozycyjności, prognozowanej produkcji energii elektrycznej z zasobów wytwórczych nieobjętych obowiązkami mocowymi oraz o sumie obowiązków mocowych wszystkich JRM. Od dnia rozpoczęcia pierwszego roku dostaw Spółka publikowała te dane jako plan koordynacyjny pięcioletni⁶⁹.

(akta kontroli str.50 plik 410)

W latach 2021-2022, na podstawie art. 57 ust. 9 *ustawy o rynku mocy* w związku z § 5 *rozporządzenia w sprawie wykonania obowiązku mocowego* Spółka ogłosiła dwa okresy przywołania: na dzień 23 września 2022 r. o godzinie 19.00-20.00 i o godzinie 20.00-21.00. Okresy przywołania zostały ogłoszone w tym samym dniu o godzinie 10.59, tj. na 8 godzin i 1 minutę przed rozpoczęciem pierwszego z tych okresów (co było zgodne z art. 57 ust. 9 *ustawy o rynku mocy*). Wraz z ogłoszeniem okresów przywołania PSE SA opublikowała dane umożliwiające dostawcy mocy oszacowanie skorygowanego obowiązku mocowego, tj.: średnie prognozowane zapotrzebowanie sieci w danym okresie przywołania (odpowiednio: 20 586,017 MW i 20 345,013 MW), wymaganą w danym okresie nadwyżkę mocy (2 033,433 MW i 1 994,504 MW), średnią prognozowaną moc dostarczaną do sieci w danym okresie przywołania przez zasoby wytwórcze nieobjęte obowiązkiem mocowym (2 822,835 MW i 2 679,479 MW), sumę obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy objętych obowiązkami mocowymi w danym okresie przywołania (23 311,796 MW dla obu okresów), sumę niedyspozycyjności jednostek rynku mocy w danym okresie przywołania (0,000 MW dla obu okresów) oraz współczynnik określający w danym okresie przywołania wielkość skorygowanego obowiązku mocowego (0,849 i 0,843).

Skorygowany obowiązek mocy dla okresu przywołania w godzinach: 19.00-20.00 i 20.00-21.00 dla jednostek dostarczających moc wyniósł odpowiednio: 19 796,612 MW i 19 660,041 MW, natomiast jego wykonanie wyniosło 22 568,798 MW i 22 842,760 MW. Skorygowany obowiązek mocy dla ograniczenia mocy pobieranej wyniósł 741,527 MW i 736,417 a jego wykonanie: 976,204 MW i 979,232 MW. Obowiązek mocy w każdym okresie przywołania wykonywało 207 jednostek rynku mocy, z czego 14 dostarczało moc do systemu mimo braku posiadania obowiązku mocowego, a kolejne 3 jednostki nie wykonały go wcale lub wykonały w niepełnej wysokości. W pierwszym okresie przywołania między godziną 19.00 a 20.00 nadwyżkę mocy wygenerowały 183 jednostki, które wykonały skorygowany obowiązek mocy w ilości 21 601,262 MW, w tym wielkość wykonana w ramach realokacji wynosiła 1 924,058 MW. Natomiast 95 JRM wykonało swój obowiązek w wielkości wynikającej dokładnie z umowy mocowej 4 374,397 MW, przy czym część tych obowiązków mocowych została wykonana w ramach realokacji. Łączna wielkość realokowanych obowiązków mocowych wyniosła 10 054,227 MW.

W drugim okresie przywołania między godziną 20.00 a 21.00 nadwyżkę mocy wygenerowało 186 jednostek, które wykonały skorygowany obowiązek mocy w ilości 22 181,893 MW, w tym wielkość wykonana w ramach realokacji wynosiła 1 721,532 MW. Natomiast 89 JRM wykonało swój obowiązek w wielkości wynikającej dokładnie z umowy mocowej 3 650,413 MW, przy czym część tych obowiązków mocowych została wykonana w ramach realokacji. Łączna wielkość wykonania

⁶⁸ <https://www.pse.pl/-/rozpoczecie-publicacji-planowanego-bilans-mocy-netto-w-kse>,
<https://www.pse.pl/dane-systemowe/plany-pracy-kse/plan-koordynacyjny-dobowy-pkd/bilans-uproszczony>.

⁶⁹ <https://www.pse.pl/dane-systemowe/plany-pracy-kse/plan-koordynacyjny-5-letni/wielkosci-podstawowe>.

obowiązku mocowego jednostek, które korzystały z realokacji wynosiła 8 018,461 MW.

W pierwszym okresie przywołania 8,5% dostarczonej mocy pochodziła z realokacji, natomiast w drugim okresie przywołania 7,5%.

W każdym z okresów przywołania obowiązków mocowych nie wykonały trzy jednostki rynku mocy: [...]. Łączna wielkość niewykonanego obowiązku mocowego wyniosła w każdym z okresów przywołania 20,700 MW. Z tego powodu PSE SA naliczyła kary w kwocie 92 tys. zł i wyegzekwowała je w naliczonej kwocie.

(akta kontroli str. 50 plik 410, 54 plik 512, 147 plik -77)

Nadzór nad realizacją umów mocowych

Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej był zobowiązany nie później niż 12 miesięcy (od dnia 19 czerwca 2021 r. – nie później niż w terminie 24 miesięcy⁷⁰) od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji, przedstawić Operatorowi dokumenty potwierdzające: poniesienie nakładów finansowych w wysokości co najmniej 10% całkowitych planowanych nakładów finansowych oraz zawarcie umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% całkowitych planowanych nakładów inwestycyjnych, tj. do przedstawienia dokumentów wskazujących na osiągnięcia Finansowego Kamienia Milowego⁷¹ (art. 52 ust.1 ustawy o rynku mocy). W okresie od 27 listopada 2019 r. do 5 stycznia 2023 r. 28 dostawców (odnośnie 94 jednostek rynku mocy) było zobowiązanych do wykazania spełnienia FKM. Wszyscy dostawcy mocy złożyli informacje w terminie. Informacje dotyczące czterech jednostek⁷² pierwotnie nie przeszły pozytywnej weryfikacji. Powodem były braki formalne oraz nieprawidłowości powstałe przy weryfikacji dokumentów księgowych. Po uzupełnieniu dokumentacji, która odbyła się jeszcze przed terminem osiągnięcia FKM (w terminie przewidzianym na składanie oświadczeń) PSE SA zaakceptowała treść oświadczeń bez dalszych konsekwencji. Operator weryfikował składane oświadczenia sumując zamieszczone w nich kwoty faktur zapłaconych przez dostawców na potrzeby realizacji inwestycji.

(akta kontroli str.50 plik 410, 54 plik 513, 527-530, 81 plik 002,005, 030,031, 82 plik 036-039)

Do szczegółowego badania w zakresie prawidłowości osiągnięcia FKM przyjęto próbę czterech jednostek rynku mocy, wybierając JRM, które nie przeszły pozytywnie pierwszej weryfikacji. Osiągnęły one FKM w terminach: [...] w dniu 6 czerwca 2019 r., [...] – 8 listopada 2019 r., [...] – 5 listopada 2019 r. oraz [...] – 4 listopada 2019 r. Termin osiągnięcia FKM był zgodny z zawartymi umowami mocowymi. Oświadczenie złożone przez [...] wymagało wyjaśnienia w kwestiach księgowych oraz uzupełnienia pełnomocnictwa. Oświadczenia złożone przez [...] zawierały braki formalne. Wszystkie braki w oświadczeniach złożonych przez dostawców rynku mocy, po wezwaniach PSE, zostały uzupełnione jeszcze przed terminem na złożenie kompletnego oświadczenia o spełnieniu FKM.

(akta kontroli str. 50 plik 410, 54 plik 513, 527-530, 81 plik 002,005, 030,031, 82 plik 036-039)

Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową na więcej niż jeden rok dostaw, przed rozpoczęciem pierwszego okresu dostaw, którego dotyczyła zawarta umowa mocowa, był zobowiązany przedstawić Operatorowi dokumenty

⁷⁰ Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – Dz. U. poz. 1093, wydłużyła okres złożenia oświadczenia o spełnieniu Finansowego Kamienia Milowego o 12 miesięcy (do 24 miesięcy) – art. 8 pkt 5a lit. a.

⁷¹ Dalej również FKM

⁷² [...].

potwierdzające osiągnięcie Operacyjnego Kamienia Milowego⁷³ (art. 52 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*), w tym m.in:

- dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez jednostkę, w wielkości nie mniejszej niż 95% obowiązku mocowego tej jednostki, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny (w przypadku nowej lub modernizowanej JRM),
- dokumenty potwierdzające zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji odpowiadającego nakładom finansowym (o których mowa w następnym tirecie)
- niezależną ekspertyzę potwierdzającą:
 - a. 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 określonego dla danej aukcji głównej,
 - b. spełnienie wymagań emisyjnych⁷⁴,
 - c. spełnienie parametru, wynikającego z art. 25 ust. 5 pkt 1 albo 2 *ustawy o rynku mocy*⁷⁵.

W okresie 31 grudnia 2020 r. – 31 grudnia 2022 r. 18 dostawców mocy (odnośnie 62 JRM) było zobowiązanych do wykazania spełnienia OKM, w tym 16 (odnośnie 60 JRM) do końca 2020 r., a dwóch (odnośnie dwóch JRM) do końca 2021 r. Po terminie informacje o spełnieniu OKM złożyło czterech dostawców mocy dla następujących jednostek:

- [...] o obowiązku mocowym [...] MW, informację o spełnieniu OKM złożono w dniu 14 maja 2021 r. – ponad cztery miesiące po terminie,
- [...] o obowiązku mocowym [...] MW – informację o spełnieniu OKM złożono w dniu 8 grudnia 2021 r. – ponad 11 miesięcy po terminie,
- [...] o obowiązku mocowym [...] MW – informację o spełnieniu OKM złożono w dniu 13 stycznia 2021 r. – dwa tygodnie po terminie,
- i [...] o obowiązku mocowym [...] MW - informację o spełnieniu OKM złożono w dniu 12 lutego 2021 r. ponad miesiąc po terminie.

Wszystkie JRM osiągnęły wymagane umowami mocowymi poziomy nakładów inwestycyjnych, co zostało potwierdzone w niezależnych ekspertyzach załączonych do oświadczeń. Sprawdzenie osiągnięcia OKM przez Operatora polegało na weryfikacji oświadczeń wraz z załącznikami, złożonych przez dostawców mocy oraz niezależnych ekspertyz dotyczących zrealizowania inwestycji. Weryfikacja odbywała się siłami własnymi PSE. Do dnia 12 lipca 2023 r. wystąpiło pięć przypadków⁷⁶ wezwania, za pośrednictwem rejestru rynku mocy, dostawców mocy do przekazania dokumentów źródłowych, stanowiących podstawę do złożenia oświadczenia

⁷³ Dalej: OKM.

⁷⁴ Zgodnie 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) – Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17 z późn. zm. 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 – Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1.

⁷⁵ W przypadku jednostek rynku mocy wytwórczych, które na podstawie art. 25 ust. 5 *ustawy o rynku mocy* w wyniku aukcji głównej zawarły umowę mocową na okres dłuższy niż 15 lat (w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej) i 5 lat (w przypadku nowej jednostki rynku mocy wytwórczej bądź modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej). Parametr dotyczy: spełnienia jednostkowego wskaźnika emisji CO₂ na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii i dostarczania do systemu ciepłowniczego co najmniej połowy wytworzonego ciepła w tej jednostce (dotyczy jednostek kogeneracji).

⁷⁶ [...].

o osiągnięciu OKM. Wezwania dotyczyły konieczności usunięcia formalnych wad i braków w składanych oświadczeniach.

Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnik Zarządu PSE wyjaśnił ⁷⁷, że dostawcy mocy występują do Operatora o nieformalną ocenę oświadczeń OKM, przed złożeniem ich przez rejestr. W ramach takiej nieformalnej oceny, Operator wielokrotnie występował za pośrednictwem wiadomości e-mail o przekazywanie dokumentów źródłowych, na podstawie których dokonywał oceny złożonych wniosków.

W związku z nieterminowym osiągnięciem OKM Operator naliczył kary umowne w łącznej kwocie 19,44 mln zł. Kwota ta została przez Operatora wyegzekwowana.

(akta kontroli str. 54 plik 527-535, 81 plik 002,005, 030-044)

Nie później niż na miesiąc przed rozpoczęciem okresu dostaw określonego w umowie mocowej dotyczącej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania dostawca mocy był zobowiązany wykonać test redukcji zapotrzebowania, polegający na dostarczaniu mocy do systemu w sposób ciągły przez okres co najmniej jednej godziny (art. 53 ust. 1 *ustawy o rynku mocy*). Za przeprowadzenie testu odpowiedzialny był Operator, po otrzymaniu od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do odbycia testu (art. 53 ust. 2 *ustawy o rynku mocy*).

W okresie od 1 grudnia 2021 r. do 31 grudnia 2022 r. 71 JRM zobowiązanych było do wykonania testu redukcji zapotrzebowania, z czego 37 jednostek test wykonało. Liczba jednostek, które uzyskały pozytywny wynik testu wyniosła 36. Nie przystąpiło do wykonania lub uzyskało negatywny wynik testu 8 jednostek. Pozostałe 26 jednostek uzyskało certyfikat dopuszczający do udziału jedynie w rynku wtórnym i było zobowiązanych do wykonania testu redukcji zapotrzebowania, jednak w związku z faktem, że nie brały udziału w aukcji wielkość ich obowiązku mocowego wynosiła 0 MW, nie musiały składać zabezpieczenia i nie ma możliwości zastosowania wobec nich sankcji zatrzymania zabezpieczenia. Jediną konsekwencją, certyfikowania się jedynie do rynku wtórnego, jest brak możliwości udziału w aukcji.

(akta kontroli str.81 plik 002, 005)

Zgodnie z art. 53 ust. 4 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*, test uznaje się za zakończony pozytywnie, gdy jednostka dostarczy moc nie mniejszą niż 80% iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności. Ponadto, gdy moc dostarczona wyniesie mniej niż 80%, ale nie mniej niż 50% ww. wartości, dostawca mocy może wystąpić z wnioskiem o potwierdzenie testu ze zmniejszoną mocą osiągalną, równą mocy osiągniętej w czasie testu.

Do szczegółowego badania wybrano 14 przeprowadzonych testów redukcji zapotrzebowania dla jednostek o mocach osiągalnych netto [...] MW. Wszystkie z nich wykonały test z wynikiem pozytywnym, przy czym [...] wykonała test ze zmniejszonym obowiązkiem mocowym⁷⁸. Wszystkie jednostki, wykonujące test wykonały go z zachowaniem art. 53 *ustawy o rynku mocy*, tj.:

- dla roku dostaw 2021 testy przeprowadzono w listopadzie 2020 r., podczas gdy ostateczny termin przypadał na 30 listopada 2020 r., a dla roku dostaw 2022 testy przeprowadzono w listopadzie 2021 r. podczas gdy ostateczny termin przypadał na 30 listopada 2021 r. Wyjątek stanowiło wykonanie testu przez [...], dla której ostateczny termin przypadał na 31 sierpnia 2022 r. ze względu na fakt, że była to

⁷⁷ Pismo znak: 2200-DS.-WG.070.1.2022.19 z dnia 12 lipca 2023 r. wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

⁷⁸ Szczegóły w dalszej części niniejszego wystąpienia.

jednostka, której proces certyfikacji obejmował dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym. W takim przypadku wykonanie testu należało przeprowadzić najpóźniej na miesiąc przed rozpoczęciem ostatniego kwartału, którym JRM miała rozpocząć okres dostaw. W 2022 r. w trakcie wykonywania testu redukcji zapotrzebowania [...] osiągnęła [...] iloczynu mocy osiągalnej i korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności[...] [...].

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE⁷⁹, wniosek ten był automatycznie weryfikowany przez Portal Uczestnika Rynku Mocy i dostawca mógł pobrać stosowne potwierdzenie. Operator natomiast nie miał możliwości pobrania takiego wniosku.

W wyniku niewykonania testu redukcji zapotrzebowania, Spółka rozwiązała 9 umów.

Szczegółowemu badaniu poddano rozwiązanie umowy z [...], która nie przystąpiła do wykonania testu. W wyniku tego, zgodnie z art. 46 ust. 1 pkt 3, w związku z art. 47 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy*, zatrzymano zabezpieczenie na kwotę [...] mln zł.

(akta kontroli str. 50 plik 410, 81 plik 24-29, 35)

Zgodnie z punktem 14.3.1.2 *RRM* dostawcy mocy przekazują raport inwestycyjny po zakończeniu każdego okresu obejmującego 6 pełnych miesięcy kalendarzowych, począwszy od trzeciego roku, następującego po roku, w którym odbyła się aukcja główna.⁸⁰

W poszczególnych półroczach okresu 2020-2023 (6 półroczy) do złożenia raportów inwestycyjnych zobowiązani byli dostawcy mocy, którzy zawarli umowę mocowe (na więcej niż jeden okres dostaw) w wyniku rozstrzygnięcia aukcji głównych przeprowadzonych w latach 2018-2019 (z terminem dostaw odpowiednio w: 2021 r., 2022 r., 2023 r. i 2024 r.) W poszczególnych półroczach w lat 2020-2023 (do 17 stycznia 2023 r.), liczba dostawców mocy zobowiązanych do złożenia raportów⁸¹ była odpowiednio: 16(40), 7(7), 13(36), 9(32), 8(31) i 7(28). Wszystkie raporty złożono w terminach wynikających z *RRM*. Natomiast liczba dostawców⁸², których raporty nie przeszły pozytywnej (pierwszej) weryfikacji w kolejnych półroczach wyniosła odpowiednio 10(21), 2(2), 4(7), 5(9), 4(11) i 4(16). Łącznie 12 dostawców mocy dla 23 jednostki rynku mocy zostały wezwane do przekazania planu naprawczego natomiast 17 dostawców zostało wezwanych do uzupełnienia błędów i braków w złożonych raportach. Finalnie wszystkie wykazane raporty inwestycyjne zostały zatwierdzone. Spółka nie stwierdziła przypadków poważnego naruszenia umowy mocowej.

Raporty inwestycyjne były wypełniane zgodnie ze wzorem stanowiącym załącznik do *RRM*. Raporty zawierały zestawienia wystawionych przez dostawcę mocy faktur, umów podpisanych z podwykonawcami i dostawcami na potrzeby realizacji inwestycji, informacje: o jednostkowym poziomie nakładów inwestycyjnych, o całkowitych planowanych nakładach inwestycyjnych oraz o sumarycznym procentowym zaawansowaniu względem wielkości wymaganej do osiągnięcia OKM.

(akta kontroli str. 167 plik 004, 008-039, 168 plik 040,041)

⁷⁹ Pismo nr 2895-DS-WG.070.1.2022.5 z dnia 9 grudnia 2022 r., wyjaśnienia złożył z upoważnienia Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu

⁸⁰ Przed zmianą *RRM* w 2021 r. raporty inwestycyjne miały być składane w terminie siedmiu dni kalendarzowych po zakończeniu każdego okresu obejmującego sześć 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.

⁸¹ W nawiasie podano liczbę JRM, dla których był obowiązek złożenia raportu inwestycyjnego.

⁸² W nawiasie podano liczbę raportów, które nie przeszły pozytywnej weryfikacji.

W wyniku zmiany *Regulaminu rynku mocy* z dniem 4 września 2020 r., usunięto z niego konieczność przedstawiania planu naprawczego przez dostawcę mocy w przypadku stwierdzenia przez Operatora zagrożenia dla osiągnięcia OKM.

Zgodnie z wyjaśnieniami Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika Zarządu PSE⁸³, *RRM* sprzed tej zmiany nie dawał możliwości poprawy raportów o aktualnym stanie zaawansowania prac inwestycyjnych w inny sposób, niż poprzez wezwanie do sporządzenia programu naprawczego. W konsekwencji nawet mało znaczące błędy rachunkowe powodowały konieczność wzywania dostawców mocy do sporządzenia tego programu. Obecnie, gdy Operator zidentyfikuje zagrożenie osiągnięcia OKM, wzywa dostawcę mocy do złożenia dodatkowych wyjaśnień w kwestii tych zagrożeń. Niedokonanie poprawek w raporcie inwestycyjnym na wezwanie Operatora jest traktowane jako poważne naruszenie postanowień umowy mocowej i może być podstawą do jej wypowiedzenia.

Ponadto, jak wyjaśnił Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE⁸⁴, nie było ryzyka utraty narzędzia do dyscyplinowania dostawców mocy do terminowego osiągania OKM mimo wykreślenia zapisu o sporządzaniu programów naprawczych. W *ustawie o rynku mocy* pozostały zapisy o możliwości rozwiązania umowy mocowej, skrócenia umowy mocowej do jednego roku, zatrzymania zabezpieczenia finansowego oraz naliczanie kar finansowych za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed osiągnięciem OKM.

(akta kontroli str. 54 plik 527-535, 81 plik 5, 32-35, 36-44, 147 plik 081, 167 plik 004, 008-039, 168 plik 40-41, 183 plik 012, 013)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

Spółka nierzetelnie zorganizowała i wykonywała zadanie ogłaszania testowego okresu przywołania na rynku mocy, określone w art. 67 ust. 5 *ustawy o rynku mocy*. Nie ustalono jakichkolwiek sformalizowanych zasad realizacji tego zadania, a zastosowana praktyka wyboru jednostek rynku mocy, dla których ogłaszano testowy okres przywołania, nie zapewniała wiarygodnego wyniku stopnia gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego.

[...] Zdaniem NIK, taki dobór próby nie zapewniał skutecznego stosowania mechanizmu kontroli, jakim był TOP.

Ogłoszenie TOP to mechanizm kontrolny, pozwalający PSE SA jako Operatorowi weryfikować, czy zakontraktowany dostawca mocy faktycznie jest w stanie wywiązać się ze swoich zobowiązań umownych. W sytuacji, gdy nie ma możliwości zbadania całej populacji, należy dokonać wyboru próby do kontroli. W tym celu, zgodnie z zasadami przygotowania i wykonania kontroli, należało zidentyfikować potencjalne ryzyko zagrażające realizacji celów rynku mocy i na tej podstawie wytypować podmioty objęte kontrolą w ramach TOP. Ponieważ celem TOP jest stwierdzenie, czy dana jednostka rynku mocy jest zdolna do wykonania obowiązku mocowego, analiza ryzyka powinna skupiać się na oszacowaniu, w których JRM występuje największe prawdopodobieństwo braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego, a więc negatywnego wyniku TOP. Największe prawdopodobieństwo takiego stanu dotyczy jednostek, które w danym momencie nie produkują energii ze względu na postój. Spółka powinna więc oprzeć analizę ryzyka na dostępnych dla siebie informacjach o postojach pracy poszczególnych jednostek wytwórczych, w tym w szczególności postojach spowodowanych awarią. Przedsięwzięcia energetyczne zajmujące się

⁸³ Pismo nr 1540-DS-WG.070.1.2022.11 z dnia 18 maja 2023 r., wyjaśnienia z upoważnienia złożył wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

⁸⁴ Pismo nr 2152-DS-WG.070.1.2022.18 z dnia 7 lipca 2023 r., wyjaśnienia z upoważnienia złożył wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu

wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach przyłączonych do sieci są obowiązane zarówno do uzgadniania z Operatorem planowanych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, jak i do niezwłocznego zgłoszenia Operatorowi danych o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy jednostek wytwórczych, wraz z podaniem przyczyn tych ograniczeń lub ubytków. Drugim źródłem informacji, na którym PSE SA może oprzeć analizę ryzyka, są transakcje na rynku wtórnym, polegające na skorzystaniu przez dostawców mocy z przewidzianych w art. 48 *ustawy o rynku mocy* mechanizmów, w szczególności przenoszeniu na inną JRM obowiązku mocowego w części lub w całości. Operator posiada informacje o takich transakcjach⁸⁵. Podmioty, które są w stanie postoju i jednocześnie nie zgłosiły Spółce do rejestru transakcji, o których mowa w art. 48 *ustawy o rynku mocy*, stanowią grupę o najwyższym ryzyku braku gotowości do świadczenia obowiązku mocowego.

W ocenie NIK, nierzetelnym było nieuwzględnienie w procedurach doboru JRM do kontroli w ramach TOP powyższych kryteriów. Nie uwzględniono też kryterium według wielkości obowiązku mocowego JRM poddawanych tej kontroli, a więc pominięto zasadę istotności w typowaniu podmiotów [...]. NIK nie może podzielić argumentu Spółki, że wyniki dotychczas przeprowadzonych TOP nie wskazują na występowanie istotnego ryzyka dla możliwości utrzymania bezpiecznej pracy KSE. Niski wskaźnik negatywnych TOP wynika bowiem z wadliwego ustalenia kryteriów doboru próby do kontroli, a więc uzyskiwane wyniki nie dają wiarygodnego poświadczenia stanu gotowości jednostek wytwórczych do wykonywania obowiązków w ramach rynku mocy. NIK wskazuje ponadto na ustawowy cel, by zapewniono bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w sposób efektywny kosztowo. Operator natomiast w latach 2021-2022 wypłacił łącznie 632,9 mln zł brutto przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w postoju technicznym⁸⁶ powyżej ośmiu godzin, czyli dłużej niż musiałyby wykonać obowiązek mocowy w przypadku okresu przywołania (w tym 239,5 mln zł brutto z tytułu przestojów spowodowanych awariami). Odpowiedni dobór próby do kontroli w ramach TOP mógłby ograniczyć te koszty. Rzetelne typowanie JRM do poddania mechanizmowi TOP zwiększyłoby skalę negatywnych TOP, a to stanowi podstawę do nałożenia kar na JRM oraz do wstrzymania wypłaty wynagrodzenia za okres od testowego okresu przywołania zakończonego wynikiem negatywnym do dnia otrzymania od dostawcy mocy zgłoszenia gotowości do wykonania obowiązku mocowego przez JRM (art. 67 ust. 8-9 *ustawy o rynku mocy*).

Należy podkreślić, że Spółka, mając pełną świadomość sytuacji, gdy dane JRM były długotrwale niezdolne do wykonywania obowiązku mocowego, nie podejmowała kontroli w ramach TOP i wypłacała im wynagrodzenie tak, jakby te jednostki były w stanie gotowości. Zdaniem NIK, taki system doboru próby faktycznie zapewniał w latach 2021-2022 utrzymanie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, jednak nie zapewniał w pełni efektywności kosztowej rynku mocy, co było ustawowym celem.

NIK, potwierdzając, że przepisy *ustawy o rynku mocy* i inne regulacje nie określają zasad wyboru jednostek rynku mocy do TOP, nie podziela jednak argumentacji Spółki, że zwalniało ją to z zadania opracowania zasad w sformalizowanej formie. Nieustalenie jakichkolwiek uporządkowanych pisemnych reguł postępowania przy

⁸⁵ Zgodnie z art. 49 ust. 1 *ustawy o rynku mocy* transakcje wtórnego obrotu obowiązkiem mocowym są skuteczne, pod warunkiem, że zostały zgłoszone do rejestru i Operator nie wyraził sprzeciwu wobec transakcji oraz dokonał wpisu tej transakcji do rejestru.

⁸⁶ Przejście techniczne – remont kapitalny, remont bieżący, remont awaryjny, remont średni, postój związany z osławianiem inwestycji. Przekazane przez PSE zestawienie przestojów technicznych obejmowało postoje zgłaszane do Operatora na zasadach opisanych w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*.

realizacji zadania stwarza ryzyko braku transparentności, jednolitości i powtarzalności. Działanie w ramach procedur wymaga przejrzystych zasad, tak by były one stosowane jednolicie przez wszystkich pracowników. Pisemne procedury umożliwiają wyeliminowanie ewentualnych błędów i dają większą pewność prawidłowej realizacji zadania. Co więcej oszczędzają czas, który trzeba poświęcić na wytłumaczenie procesu nowo zatrudnionej osobie. NIK zauważa, że Spółka sama nie była w stanie odtworzyć, jak rzeczywiście przebiegał wybór jednostek do TOP i przekazać wiarogodnej informacji o przebiegu tego wyboru. [...].

Izba nie może również podzielić argumentacji Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu pełnomocnika zarządu PSE, że nie jest możliwe efektywne ustalenie procedury zawierającej zamknięty katalog kryteriów i sytuacji. Zasady wyboru próby do testowego okresu przywołania można określić w sposób ogólny, podając najważniejsze i najistotniejsze kryteria tego wyboru.

(akta kontroli str. 50 plik 407, 410, 54 plik 537, 81 plik 005, 183 plik 017)

OCENA CZĄSTKOWA

Operator prawidłowo monitorował realizację umów mocowych, w szczególności egzekwując terminowe złożenie dokumentów potwierdzających osiągnięcie Finansowego i Operacyjnego Kamienia Milowego. W każdym przypadku, gdy zaistniało opóźnienie w ich wykonaniu naliczał kary umowne i zatrzymywał zabezpieczenie finansowe, zgodnie z art. 46 i 47 *ustawy o rynku mocy*. Również, gdy JRM nie wykonała demonstracji, testowego okresu przywołania bądź nie wykonała obowiązku mocowego w okresie przywołania Spółka stosowała odpowiednie finansowe konsekwencje wynikające z przepisów prawa. W rezultacie niewykonania testu redukcji zapotrzebowania PSE rozwiązały 9 umów mocowych. Operator nie zapewnił jednak rzetelnego stosowania kontroli w ramach mechanizmu TOP. Nie przyjęto żadnych procedur optymalnego wyboru jednostek do testowego okresu przywołania, jak również nie sformalizowano stosowanych reguł.

OBSZAR

4. Realizacja zadań związanych z pobieraniem opłaty mocowej

Opis stanu faktycznego

Zgodnie z art. 69 *ustawy o rynku mocy* Operator pobiera opłatę na wypłatę wynagrodzenia za wykonywanie obowiązków mocowych, odpowiadającą kosztem zakupionego obowiązku mocowego oraz uzasadnionym kosztem rozliczeń od odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej, Operatora Systemu Dystrybucyjnego, przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (niebędącego płatnikiem opłaty mocowej) przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej, przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej oraz przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej.

W latach 2021-2022 PSE otrzymały od podmiotów wymienionych w art. 69 *ustawy o rynku mocy* kotwę w wysokości 10 523,2 mln zł z czego 5 240,3 mln zł w 2021 r. i 5 282,9 mln zł w 2022 r. Z kwoty 10 523,2 mln zł z opóźnieniem, tj. po terminie określonym w § 2 ust. 1 *rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie*⁸⁷ - po dziewiętnastym dniu miesiąca kalendarzowego następującego po zakończeniu

⁸⁷ Dz. U. poz. 2009, ze zm. Dalej: *rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej*.

okresu rozliczeniowego⁸⁸ wniesiono opłaty w kwocie 340,8 mln zł. Łączna kwota nieodzyskanych opłat mocowych wyniosła 7,7 mln zł i dotyczyła siedmiu podmiotów. W związku z tym, PSE prowadziły postępowania egzekucyjne na zasadach ogólnych, dotyczących rozliczeń między kontrahentami.

Ponadto w latach 2021-2022 PSE SA uzyskała kwotę 40 583,69 tys. zł od dostawców mocy, w tym z następujących tytułów: zatrzymanych zabezpieczeń finansowych na podstawie art. 47 ust. 1 pkt 1 *ustawy o rynku mocy* z powodu niezrealizowania testu redukcji zapotrzebowania – 8 686,00 tys. zł, zatrzymanych zabezpieczeń w wyniku nieusunięcia wad i braków formalnych we wniosku o certyfikację do aukcji jednostki zagranicznej, co poskutkowało jego odrzuceniem – 86,00 tys. zł, kar umownych z tytułu braku osiągnięcia OKM przed rozpoczęciem roku dostaw – 19 437,22 tys. zł, kar z tytułu niewykonania TOP - 465,14 tys. zł, kar z tytułu niewykonania obowiązku mocowego w okresie przywołania 92,00 tys. zł oraz uzyskała zwrot wynagrodzenia z tytułu niewykonania demonstracji w kwocie 11 817,33 tys. zł. Kwoty wypłacone z tytułu zawartych umów mocowych wyniosły 5 334,71 mln zł netto w 2021 r. oraz 5 295,34 mln zł netto w 2022 r. Ponadto Spółka wypłaciła w latach 2021-2022 z tytułu uzasadnionych kosztów TOP 8,9 mln zł.

W latach 2021-2022 PSE wypłacił łącznie 632,9 mln zł brutto (514,5 mln zł netto) przedsiębiorcom, których jednostki wytwórcze rynku mocy pozostawały w przestoju technicznym powyżej ośmiu godzin⁸⁹, w tym 239,5 mln zł brutto (194,7 mln zł netto) z tytułu przestojów spowodowanych awariami) tj. w razie ogłoszenia stanu przywołania, który Operator podaje do wiadomości poprzez publikację ostrzeżenia na swojej stronie internetowej i dokonując wpisu w rejestrze (na podstawie art. 57 ust. 9 *ustawy o rynku mocy*), jednostki te nie mogłyby wykonać obowiązku mocowego w zakresie dostarczenia mocy elektrycznej do systemu w okresie przywołania w wielkości równej skorygowanemu obowiązkowi mocowemu. Ostrzeżenie publikuje się bowiem nie później niż osiem godzin przed okresem przywołania na rynku mocy.

Dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu Pełnomocnika zarządu PSE wyjaśnił⁹⁰, że wynagrodzenie wynikające z umów mocowych obliczane jest zgodnie z art. 60 ust. 1 i 2 *ustawy o rynku mocy*, tj. jako suma iloczynów obowiązków mocowych w godzinach, w których może wystąpić okres przywołania na rynku mocy i odpowiadającej danemu obowiązkowi mocowemu cenie godzinowej, wyznaczonej na podstawie ceny danego obowiązku mocowego i liczby godzin w roku, w których może wystąpić okres przywołania na rynku mocy. Szczegółowy sposób obliczania wynagrodzenia został opisany w punkcie 17.1.4 *RRM*. Wynagrodzenie pomniejsza się o wielkość pomocy publicznej, określony zgodnie z art. 62 *ustawy o rynku mocy*, nie ma jednak mechanizmu pozwalającego na obniżenie wynagrodzenia w okresach przestojów. Zgodnie z przedstawionym wyjaśnieniem, kwestia należności wynagrodzenia dla JRM nie jest uzależniona od stanu jej pracy, w tym jest niezależna od przestojów. Jednak w sytuacji, gdy jednostka mająca przestój zostanie wezwana do testowego okresu przywołania lub okresu przywołania, zostanie z niego rozliczona, łącznie z wszelkimi sankcjami niewykonanie obowiązku mocowego w ww. okresach. W związku z tym, JRM mogą obracać obowiązkami mocowymi na rynku wtórnym, przez co zarządzają portfelem swoich obowiązków mocowych oraz ryzykiem otrzymania kary w czasie OP i TOP.

⁸⁸ Okres rozliczeniowy został określony w § 4 ust. 1 *rozporządzenia w sprawie pobierania opłaty mocowej* i wynosił jeden miesiąc.

⁸⁹ Przejście techniczne – remont kapitalny, remont bieżący, remont awaryjny, remont średni, postój związany z oswojeniem inwestycji. Przekazane przez PSE zestawienie przestojów technicznych obejmowało postoje zgłaszane do Operatora na zasadach opisanych w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*.

⁹⁰ Pismo nr 597-DS-WG.070.1.2022.9 z dnia 23 lutego 2023 r. oraz pismo nr 1540-DS.-WG.070.1.2022.11 z dnia 18 maja 2023 r., wyjaśnienia z upoważnienia złożył Wicedyrektor Departamentu Rozwoju Systemu.

(akta kontroli str. 51 plik 410, 81 plik 002, 183 plik 015)

Zgodnie z art. 75 ust. 6 *ustawy o rynku mocy* Operator sporządza i przedstawia Prezesowi URE informacje dotyczące pobierania opłaty mocowej za każdy kwartał, w terminie 1 miesiąca po zakończeniu danego kwartału, za który jest sporządzana informacja. Operator wywiązał się z tego obowiązku przekazując informacje Prezesowi URE w dniach odpowiednio (do III kwartału 2022 r.): 30 kwietnia 2021 r., 29 lipca 2021 r., 28 października 2021 r., 28 stycznia 2022 r., 28 kwietnia 2022 r., 25 lipca 2022 r. i 26 października 2022 r. Informacje zawierały elementy wymienione w art. 75 ust. 6 pkt 1 3 *ustawy o rynku mocy*⁹¹.

(akta kontroli str. 51 plik 410, 417-423, 431, 54 plik 539, 540, 81 plik 005)

Stwierdzone
nieprawidłowości
OCENA CZĄSTKOWA

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia działania PSE w badanym obszarze.

IV. Wnioski

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 *ustawy o NIK*, przedstawia następujące uwagi i wnioski:

Wnioski

Wprowadzenie przejrzystych zasad wyboru jednostek do testowego okresu przywołania, uwzględniających kryteria adekwatne do analizy ryzyka.

⁹¹ Informacje sporządzane i przedstawiane Prezesowi URE od 2022 r. zawierały elementy wymienione w art. 75 ust. 6 pkt 2-3 *ustawy o rynku mocy*. Punkt 1 powyższego przepisu został uchylony z dniem 1 września 2021 r. *ustawą o zmianie ustawy o rynku mocy*.

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.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, 21 lipca 2023 r.

Kontroler
Bartłomiej Piasecki
specjalista kp.

/-/

.....
podpis

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

/-/

.....
podpis

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym
dokonał:

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
p.o. Dyrektora
Maciej Maciejewski

/-/

.....
podpis