



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.08.2018

P/18/018

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/18/018 – Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Izabela Osemek, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/68/2018 z 8 sierpnia 2018 r. 2. Grzegorz Łukasik, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/72/2018 z 22 sierpnia 2018 r. (dowód: akta kontroli str. 1-4)
Jednostka kontrolowana	PGNiG Termika SA ¹ , ul. Modlińska 15, 03 – 216 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	Jarosław Głowacki, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA od 2 stycznia 2018 r. ² (dowód: akta kontroli str. 28)

II. Ocena kontrolowanej działalności³

Ocena ogólna

Spółka w kontrolowanym okresie (lata 2012-2018) realizowała strategiczne zadania w zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych energii elektrycznej, jednak działania te nie były w pełni skuteczne. W wyniku czynników niezależnych od Spółki, jak też nieskutecznego przygotowania pierwszego przetargu, budowa bloku gazowo-parowego (dalej BGP) w Elektrociepłowni Żerań została opóźniona o około trzy lata w stosunku do pierwotnych założeń. Ze względu na przesunięcie planowanej daty zakończenia realizacji inwestycji, wystąpiło ryzyko niedotrzymania terminu oddania bloku do eksploatacji w 2020 r., co może narazić Spółkę na koszty wynikające z opłat karnych w związku z obowiązkiem dostarczenia mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w ramach mechanizmu Rynku Mocy (ok. 15 mln zł za każdy miesiąc od stycznia 2021 r.).

Uzasadnienie
Oceny ogólnej

Przyjęte w PGNiG Termika SA w latach objętych kontrolą dokumenty strategiczne uwzględniały potrzeby inwestycyjne w zakresie mocy wytwórczej i uwzględniały uwarunkowania ekonomiczne oraz wymogi ochrony środowiska.

Kluczową inwestycją w zakresie nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej była budowa BGP w EC Żerań. Była ona zgodna ze strategicznymi założeniami dotyczącymi modernizacji i rozbudowy mocy wytwórczych w Spółce. Termin jej ukończenia ulegał jednak w kolejnych aktualizacjach dokumentów strategicznych przesunięciu z końca 2017 r. na IV kw. 2020 r. Poza czynnikami niezależnymi od Spółki (opóźnienia z powodu siły wyższej) wpływ na przedłużający się proces budowy BGP miało zaniżenie kwoty przeznaczonej na realizację całości inwestycji w pierwszym postępowaniu przetargowym z 2014 r. Przyjęcie w pierwszym postępowaniu przetargowym kwoty, którą zamawiający zamierzał przeznaczyć

¹ Dalej także: Spółka.

² W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Wojciech Dąbrowski, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA, od 27 stycznia 2016 r. do 12 listopada 2017 r.; Marek Dec, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA, od 25 września 2014 r. do 26 stycznia 2016 r. Andrzej Gajewski, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA od 16 sierpnia 2013 r.² do 24 września 2014 r.; Mariusz Grochowski, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA, od 21 grudnia 2012 r. do 15 sierpnia 2013 r.; Jacek Sawicki, Prezes Zarządu PGNiG Termika SA, od 1 lipca 2010 r.² do 21 grudnia 2012 r.

³ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna. Jeżeli sformułowanie oceny ogólnej według proponowanej skali byłoby nadmiernie utrudnione, albo taka ocena nie dawałaby prawdziwego obrazu funkcjonowania kontrolowanej jednostki w zakresie objętym kontrolą, stosuje się ocenę opisową, bądź uzupełnia ocenę ogólną o dodatkowe objaśnienie.

na sfinansowanie zamówienia w kwocie 1,6 mld zł brutto (z uwzględnieniem podatku VAT) doprowadziło do unieważnienia pierwszego postępowania przetargowego pomimo, że Spółka posiadała zabezpieczone źródła finansowania inwestycji w znacznie wyższej wysokości. NIK pozytywnie ocenia postępowanie Spółki w ramach przygotowania do drugiego przetargu, kiedy to zmieniła zakres zamówienia, wyłączając część prac do odrębnych zadań inwestycyjnych. Taki tryb postępowania obniżył budżet inwestycji o około 225 mln zł w porównaniu z najniższą kwotą oferenta z pierwszego przetargu.

Realizacja umowy z Głównym Wykonawcą BGP (konsorcjum z Mitsubishi Hitachi jako jego liderem) przebiegała początkowo z nieznacznymi opóźnieniami, które dotyczyły prac projektowych oraz zakupów materiałowych. Jednak we wrześniu 2018 r., wskutek wystąpienia tajfunu w Japonii, gdzie znajdują się fabryki Mitsubishi Hitachi, doszło do uszkodzenia elementów bloku. W skutek tego opóźniła się ich dostawa i nastąpiło wydłużenie terminu realizacji projektu o blisko 5 miesięcy⁴, tj. do dnia 29 listopada 2020 r⁵. NIK zauważa, że nowy termin przekazania BGP do eksploatacji w świetle regulacji umowy mocowej, z terminem obowiązywania od 1 stycznia 2021 r., w sytuacji gdyby w realizacji projektu wystąpiły kolejne opóźnienia, stwarza ryzyko naliczania kar z tytułu nie wykonania obowiązku mocowego.

NIK zauważa też, że wynikające z umowy z Gaz-Systemem SA zakończenie budowy gazociągu (luty 2020 r.) z uwagi na krótki termin realizacji jego budowy wymaga od Spółki ciągłego monitorowania postępów w realizacji tej inwestycji.

Nadzór nad realizacją inwestycji, zarówno w zakresie zadania *Dostawa i montaż bloku gazowo-parowego w EC Żerań*, jak również nad przebiegiem zadań niezbędnych do uruchomienia BGP, wyłączonych na etapie drugiego postępowania, odbywał się w sposób prawidłowy. Spółka monitorowała także realizację inwestycji wykonywanych w ramach umowy na przyłączenie do sieci przesyłowej planowanych do wybudowania urządzeń i instalacji gazowych bloku z OGP Gaz-System SA (dalej GS)⁶ oraz umowę z Polskimi Sieciami Elektroenergetyczne (dalej PSE) o przyłączenie do sieci przesyłowej.

NIK ocenia pozytywnie nadzór właścicielski PGNiG TERMIKA SA nad inwestycją budowy Elektrociepłowni Stalowa Wola, realizowaną przez spółkę EC Stalowa Wola SA. Spółka monitorowała działania spółki zależnej w tym zakresie. W ramach GK PGNiG wypracowano także mechanizmy pozwalające na zapewnienie finansowania dokończenia inwestycji.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Działania w zakresie ustalania celów strategicznych i nadzoru nad ich realizacją w obszarze zapewnienia mocy wytwórczych niezbędnych do wytwarzania energii elektrycznej

1.1. Zarządzanie aktywami wytwórczymi energii elektrycznej w PGNiG TERMIKA SA

Opis stanu faktycznego

Spółka prowadziła działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w trzech elektrociepłowniach: EC Żerań, EC Siekierki, EC Pruszków. Około 90 % ciepła w Spółce wytwarzanych było w skojarzeniu (kogeneracji) z produkcją elektryczną.

Łączna moc zainstalowana elektryczna w jednostkach wytwórczych w Spółce w kontrolowanym okresie pozostawała na podobnym poziomie (963,1 MWe w 2011 r. oraz

⁴ Licząc od daty wskazanej w umowie z Mitsubishi Hitachi z 29 czerwca 2017 r.

⁵ Data oddania BGP w EC Żerań do eksploatacji.

⁶ Umowa z dnia 18 stycznia 2013 r.

1033,2 MWe⁷ w 2017 r.). Podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytworzenia energii elektrycznej był węgiel kamienny, odpowiednio w 2011 r. 95,8% oraz w 2017 r. 95,6%. W pozostałym zakresie spalano biomasę. W analizowanych latach wystąpił niewielki spadek produkcji energii elektrycznej o 1,5% z 4 348 665 MWh na 4 282 601 MWh (spadek o 1,6% produkcji z węgla z jednoczesnym niewielkim wzrostem produkcji z biomasy o 0,2%).

Spółka nie posiadała jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej podlegających centralnemu dysponowaniu (JWCD) przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Jednostki wytwórcze funkcjonujące w Spółce cechowała stosunkowo mała moc elektryczna (od 30 do 120 MW) oraz ich bezpośrednie połączenie z produkcją ciepła.

W EC Żerań funkcjonowało osiem jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej elektrycznej od 30 do 97 MWe – łącznie 394 MWe⁸, przy czym pięć turbozespołów uruchomiono w latach 1954-1956, jeden turbozespół – w 1969 r., a dwa pozostałe – w 2005 r. oraz 2009 r.

W EC Siekierki działało dziewięć turbozespołów o mocy zainstalowanej elektrycznej od 30 do 120 MWe (łącznie 650 MWe). Pięć turbozespołów zostało uruchomionych w latach 60-tych XX wieku, kolejne cztery – w latach 70-tych.

EC Pruszków posiadała dwa turbozespoły o małych mocach (8 i 1 MWe) i nie miały one dużego wpływu na produkcję energii elektrycznej w Spółce. [...] Podjęte w latach 2011-2017 prace modernizacyjne pozwoliły na ograniczenie emisji zanieczyszczeń. Jednostki wytwórcze EC Siekierki zmniejszyły emisyjność CO₂ o 12 %, SO₂ o 69% oraz emisję pyłu o 54%, natomiast EC Żerań CO₂ o 9%, SO₂ o 30%, emisję pyłu o 41%.

Niezawodność jednostek wytwórczych obrazowały następujące wskaźniki: dyspozycyjności (AF), awaryjności (FOR) oraz remontów planowanych (SOF)¹⁰. Średnie sumaryczne poziomy tych wskaźników obliczone na podstawie danych z każdego turbozespołu w poszczególnych latach okresu 2011-2017 przedstawiały się następująco: a) wskaźnik AF – dla EC Żerań 83,1%, dla EC Siekierki 74,8%; b) FOR - dla EC Żerań 2,6%, dla EC Siekierki 4,4 %; c) SOF - dla EC Żerań 15,9%, dla EC Siekierki 22,8%. Wskaźnik AF dla dziewięciu turbozespołów EC Siekierki w 2017 r. był mniejszy w stosunku do 2011 r. o 5,5 punktów procentowych (p.p.), natomiast dla ośmiu turbozespołów EC Żerań – o 5,2 p.p. Wskaźnik awaryjności FOR dla turbozespołów EC Siekierki był w 2017 r. wyższy w stosunku do 2011 r. o 31,4 p.p., a dla turbozespołów EC Żerań – o 308,7 p.p. Wskaźnik planowanych remontów SOF dla turbozespołów EC Siekierki w 2017 r. był wyższy w porównaniu z 2011 r. o 17,6 p.p., a dla turbozespołów EC Żerań – o 32,9 p.p.

Niższe wartości wskaźników EC Siekierki w porównaniu dla EC Żerań wynikały z wprowadzonych w analizowanym okresie prac remontowo-modernizacyjnych oraz ze specyfiki budowy podstawowych i pomocniczych układów technologicznych¹¹. W przypadku EC Żerań wartości wskaźników, pomimo występujących wahań¹², były zbliżone do średnich poziomów parametrów niezawodności i eksploatacji bloków na węgiel kamienny (bloki

⁷ Zmiana mocy zainstalowanej wynikała z zastosowania nowej definicji tego pojęcia, określonej w informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 44/2016 w sprawie stosowania pojęcia mocy zainstalowanej elektrycznej.

⁸ Na podstawie ankiety przesyłanej pismem z 23 kwietnia 2018 r., znak GD/396/2018 do Urzędu Regulacji Energetyki (dalej URE).

⁹ 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 2018 r. poz. 1330, ze zm. – dalej: uodip) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2019 r. poz. 1010 – dalej: uoznk). Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika SA. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa

¹⁰ Wskaźnik dyspozycyjności (AF) = (czas pracy + czas postoju w rezerwie) × 100 / czas w okresie (roku); wskaźnik awaryjności (FOR) = czas postojów awaryjnych × 100 / (czas postojów awaryjnych + czas pracy w okresie (roku)); wskaźnik remontów planowanych (SOF) = czas postojów w remoncie × 100 / czas pracy w okresie (w roku).

¹¹ Pismo Zarządu Spółki z 3 grudnia 2018 r., GD/1164/2018.

¹² Według wyjaśnień udzielonych pismem, 8 listopada 2018 r., znak: GD/1095/2018 – główną przyczyną dużych różnic wartości wskaźnika dyspozycyjności w poszczególnych latach były czasy remontów turbozespołów, i tak: np. TZ1 w 2011 r. czas remontów wyniósł 279,8 h dyspozycyjność 96,3 %, w 2016 dyspozycyjność wyniosła 42,4%, czas remontów 5 051,9 h.

ciepłownicze) w Polsce¹³, z wyraźnie lepszym wskaźnikiem awaryjności FOR 2,6% w stosunku do średniej krajowej 4,7%.

Eksploatacje jednostek wytwórczych obrazowały również wskaźniki: wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF) oraz użytkowania mocy osiągalnej (GOF)¹⁴. Średnie sumaryczne poziomy tych wskaźników obliczone w latach okresu 2011-2017 przedstawiały się następująco: a) wskaźnik GCF – dla EC Żerań 48,6 %, dla EC Siekierki 41,4%; b) GOF - dla EC Żerań 40,6%, dla EC Siekierki 41,25%. Dla turbozespołów EC Siekierki wskaźnik GCF w 2017 r. był niższy w stosunku do 2011 r. o 6,6 p.p., natomiast dla turbozespołów EC Żerań – o 22,8 p.p. Wskaźnik GOF dla turbozespołów EC Siekierki w 2017 r. był niższy w stosunku do 2011 r. o 3,5 p.p., natomiast dla EC Żerań o 13 p.p.

(dowód: akta kontroli str. 3957- 4020; 6472-6479)

Spółka korzystała z następujących mechanizmów, umożliwiających przesunięcie na okres późniejszy lub uniknięcie w całości lub w części wykonanie obowiązków w zakresie dostosowania jednostek wytwórczych energii elektrycznej do wymogów ochrony środowiska: derogacji z ograniczonym czasem użytkowania 17500h¹⁵ oraz Przejściowego Planu Krajowego (dalej PPK).

Derogacją 17500h objęte były dwa emitory E1 i E2w EC Żerań¹⁶. Zgodnie z derogacją dla źródeł, w przypadku których prowadzący instalację złożył organowi właściwemu do wydania pozwolenia pisemną deklarację, że źródło użytkowane będzie nie dłużej niż do 31 grudnia 2023 r., a czas jego użytkowania w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2023 r. nie przekroczy 17500 h, emitory mogą być użytkowane bez naliczania kar administracyjnych. Na dzień 19 października 2018 r. wykorzystano 9 167 h pracy E1 oraz 8 410h E2. Pozostałe godziny pracy były zaplanowane¹⁷ w taki sposób, żeby do 15 marca 2021 r. (tj. z około 6-miesięcznym zapasem w planowanym terminie przyjęcia BGP EC Żerań do eksploatacji) każdy emitor przepracował po 16 500h¹⁸. W latach 2012-2018 Spółka PGNiG TERMIKA SA nie ponosiła kosztów kar administracyjnych związanych z przekroczeniem norm emisyjnych przez EC Żerań.

Z mechanizmu PPK, obowiązującego w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r., korzystały emitory E4 i E5 w EC Siekierki oraz E3 w EC Żerań. Średni udział wielkości emisji substancji z tych źródeł w relacji do wielkości przyjętych w PPK w wynosił dla SO₂, NO₂ oraz pyłów odpowiednio (w procentach): w 2016 r. – 91, 91 oraz 35, w 2017 r. – 92, 94 oraz 35, przy czym dla emitora E3 w EC Żerań odpowiednio: w 2016 r. – 161, 85 oraz 26, w 2017 r. -160, 124 oraz 33¹⁹.

Zgodnie z wymogami Decyzji wykonawczej Komisji (UE) *ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania* zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE²⁰, właściwe organy, tj. Marszałek Województwa Mazowieckiego oraz Starosta Pruszkowski²¹,

¹³ Na podstawie danych z opracowania *Niezawodność bloków energetycznych w Polsce i na Świecie*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 42/2015 str. 33. Zgodnie z którym dla bloków kondensacyjnych i ciepłowniczych, średnia wskaźników dla bloków 120-199 MW (najmniejszych analizie) wynosi: AF- 83,3%; FOR – 4,9%; SOF- 13,8%.

¹⁴ Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (GCF) = wyprodukowana energia elektryczna × 100/(czas okresu(rok) × moc zainstalowana); wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej (GOF) – wyprodukowana energia elektryczna × 100/ czas okresu × moc osiągalna).

¹⁵ Derogacja wynikająca z art. 146 a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r., poz. 519 ze zm.).

¹⁶ Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 367/15/PS.Z z 31 grudnia 2015 r., znak: PS.V/KS/7600-133/08.

¹⁷ Pismo Kierownik Wydziału Ochrony Środowiska (...) Wyłączono dane osobowe. Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018r. poz. 1330, ze zm. - dalej: *uodip*). Wyłączenie dokonane przez NIK w interesie osoby fizycznej. z 22 października 2018 r.

¹⁸ Pozostałe 1000h pracy przypadające na każdy emitor zostanie pozostawione do wykorzystania do 31 grudnia 2023 r. Spółka, na wypadek dalszego opóźnienia oddania do eksploatacji BGP, może powyższym limitem zarządzać w sposób elastyczny – zakładając dotychczasowy miesięczny poziom wykorzystania limitów pozwoli to na dalszą pracę przez okres minimum 4 miesięcy.

¹⁹ Z uwagi na rozliczenie poziomów emisji łącznie dla wszystkich emitorów nie powoduje to przekroczenia wielkości przyjętych w PPK.

²⁰ Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str.1.

²¹ Zgodnie art. 215 ust. 1 i 2 ustawy Prawo ochrony środowiska.

przeprowadziły analizę pozwoleń zintegrowanych udzielonych Spółce²². Marszałek²³ wezwał PGNiG Termika SA do wystąpienia z wnioskiem o zmianę posiadanych pozwoleń zintegrowanych dotyczących EC Żerań (12 lutego 2018 r.) oraz EC Siekierki (14 lutego 2018 r.), w terminie roku od dnia doręczenia wezwania.

Z wyjaśnień Spółki wynika, że przewidywane koszty niezbędnych działań inwestycyjnych w celu dostosowania się do wymienionych wymogów środowiskowych wyniosą: [...] ²⁴.

(dowód: akta kontroli str. 4021- 4184)

1.2. Strategia budowy i modernizacji mocy wytwórczych energii elektrycznej w PGNiG Termika SA

Opis stanu faktycznego

W okresie objętym kontrolą organy Spółki przyjęły następujące dokumenty określające cele strategiczne: *Kierunki Strategiczne PGNiG TERMIKA SA na lata 2012-2020*²⁵ (dokument stanowił również podstawę do określania szczegółowych corocznych *Planów Działalności Gospodarczej Spółki*, zawierających między innymi plany inwestycyjne na dany rok), *Strategia PGNiG TERMIKA SA do 2022*²⁶, *Strategia PGNiG TERMIKA SA na lata 2017-2022 (Aktualizacja)*²⁷. Na podstawie *Strategii do 2022* oraz *Strategii na lata 2017-2022 (Aktualizacja)* Zarząd Spółki przyjął *Karty Inicjatyw Operacyjnych i Strategicznych* określające szczegółowe cele i zadania do wykonania w ramach przyjętych dokumentów²⁸.

(dowód: akta kontroli str. 4236-4272, 4642-4677, 4683-4699, 4711-4732, 4753 -4873)

W *Kierunkach Strategicznych na lata 2012-2020* wskazano następujące działania strategiczne Spółki: budowę nowych kogeneracyjnych jednostek na terenie całego kraju, wzrost produkcji energii elektrycznej w kogeneracji o 50% w stosunku do 2011 r. (w obrębie Warszawy i okolic przyrost mocy w nowych jednostkach gazowych o 400 MWe). Jako główne działania rozwojowe Spółki wskazano zwiększenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła użytkowego w blokach kogeneracyjnych opalanych paliwem gazowym lub węglem oraz konsekwentne zwiększanie sprzedaży wolumenu mediów energetycznych gazu, energii elektrycznej i ciepła (w ramach jednego dostawcy). W *Strategii* wskazano budowę jednostki kogeneracji gazowej oraz kotłów szczytowych w EC Żerań jako jeden z głównych projektów inwestycyjnych Spółki, z terminem zakończenia inwestycji do końca 2017 r. Jako mierniki realizacji projektów strategicznych przyjęto przyrost sprzedaży energii elektrycznej z kogeneracji w Warszawie (wartość docelowa 2.2 TWh w 2018 r.) oraz przyrost mocy w nowo budowanych kogeneracyjnych jednostkach gazowych (wartość docelowa 400 MWe w 2020 r.).

(dowód: akta kontroli str. 4185-4234)

Przyjęcie *Strategii do 2022 r.* było konsekwencją określenia obszarów i celów biznesowych w ramach całej GK PGNiG przyjętych w *Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022*²⁹. *Strategia do 2022 r.* zakładała realizację projektów inwestycyjnych w oparciu o dywersyfikację portfela paliwowego. W zakresie dotyczącym wytwarzania energii elektrycznej zaplanowano budowę bloku gazowo-parowego w EC Żerań, z terminem zakończenia inwestycji do czerwca 2019 r.

²² Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego z 19 maja 2016 r., znak: PZI.7222.139.2016.MR (ze zmianami) dla EC Siekierki; decyzja Wojewody Mazowieckiego z 2 stycznia 2006 r., znak: WŚR.I.6640/21/7/05/06 (ze zmianami) dla EC Żerań oraz decyzja Starosty Pruszkowskiego z 25 września 2015 r., znak: WIŚ-Ś.6222.1.2015.MR dla EC Pruszków.

²³ Starosta Pruszkowski po przeprowadzeniu analizy stwierdził, że ze względu na ważną derogację ciepłowniczą do 31 grudnia 2022 r., nie dokonuje się analizy pozwolenia zintegrowanego ani jego zmian pod kątem konkluzji BAT.

²⁴ Pismo Kierownika Wydziału Ochrony Środowiska (...) Wyłączono dane osobowe. Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018r. poz. 1330, ze zm. - dalej: *uodip*). Wyłączenie dokonane przez NIK w interesie osoby fizycznej z 22 października 2018 r.

²⁵ Przyjęte uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia (NWZ) Nr 5 z 28 lutego 2013 r. Dalej: *Kierunki Strategiczne na lata 2012-2020*.

²⁶ Przyjęta uchwałą Zarządu Nr 272/15 z 26 czerwca 2015, zaopiniowany pozytywnie Uchwałą Rady Nadzorczej Nr 3/15 z 7 lipca 2015 r. - r. Dalej: *Strategia do 2022 r.*

²⁷ Uchwały Zarządu Spółki Nr 214/2017 oraz 215/17 z 16 maja 2017 r. Dalej: *Strategia na lata 2017-2022*.

²⁸ Uchwała Nr 458/15 z 5 listopada 2015 r. Zarządu Spółki w sprawie zatwierdzenia do realizacji Kart Inicjatyw Operacyjnych i Strategicznych (dalej KIOiS) do Strategii do 2022 r. oraz Uchwała Nr 215/17 z 16 maja 2017 r. w sprawie zatwierdzenia do realizacji KIOiS do Strategii na lata 2017- 2022 r.

²⁹ Zatwierdzonym przez Radę Nadzorczą PGNiG SA 29 grudnia 2014 r.

Strategia na lata 2017-2022 uaktualniała zamierzenia Spółki między innymi w związku z korektami w założeniach kluczowych inwestycji oraz przyjęciem nowej *Strategii GK PGNiG na lata 2017-2022 z perspektywą do 2026 r.*³⁰ Zwiększono założenia wolumenu sprzedaży ciepła i energii elektrycznej o około 20%³¹ oraz zmieniono termin realizacji budowy bloku gazowo-parowego w EC Żerań na IV kw. 2020 r. [...]

We wszystkich dokumentach strategicznych Spółki budowa bloku gazowo-parowego w EC Żerań stanowiła podstawowy element osiągnięcia kluczowych celów dotyczących wytwarzania energii elektrycznej oraz dywersyfikacji portfela paliwowego w Spółce. [...]

(dowód: akta kontroli str. 4235-4272, 4350-4371, 4711-4732, 4587-4639, 4878-5276)

Ustalone nieprawidłowości

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

Ocena cząstkowa

NIK ocenia pozytywnie działania w zakresie kształtowania strategii modernizacji mocy wytwórczych energii elektrycznej, zmierzającej do podnoszenia efektywności produkcji i zmniejszenia negatywnego jej oddziaływania na środowisko. NIK wskazuje jednak, że termin ukończenia BGP w EC Żerań ulegał w kolejnych aktualizacjach dokumentów strategicznych przesunięciu z końca 2017 r. na IV kw. 2020 r., co opóźnia zastąpienie bloku węglowego blokiem gazowo-parowym.

2. Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie

2.1. Planowanie inwestycji

Opis stanu faktycznego

Strategia PGNiG Termika, w zakresie celów zaplanowanych do osiągnięcia w perspektywie do 2022 r., wskazywała na konieczność poprawy bezpieczeństwa energetycznego Warszawy poprzez zwiększenie mocy wytwórczych energii elektrycznej w EC Żerań o około 80%, tj. z obecnego poziomu 386 MWe do 690 MWe. Zaplanowano wzrost o około 130% produkcji energii elektrycznej w kogeneracji w EC Żerań, tj. z obecnego poziomu 1,7 TWh do 4 TWh, w tym z bloku CCGT 3 TWh. Przesłanką do budowy BGP była również dywersyfikacja portfela paliw spółki (osiągnięcie około 30% udziału gazu w miksie paliw) oraz redukcja kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂. Budowa BGP miała także na celu odtworzenie mocy wytwórczych zakładu w związku z programem likwidacji majątku produkcyjnego niespełniającego standardów konkluzji BAT³².

W 2014 r. Zarząd Spółki³³ podjął decyzję w sprawie ogłoszenia postępowania na dostawę i montaż BGP w EC Żerań w formule generalnego wykonawstwa oraz świadczenia wieloletniej umowy serwisowej.

Decyzja PGNiG Termika SA o budowie BGP w EC Żerań była poprzedzona analizami opłacalności w trzech wariantach:

- wariant inwestycyjny – zakładał budowę bloku CCGT³⁴ o mocy ok. 400 MWe oraz kotłowni gazowo-olejowej o mocy ok. 390 MWt wraz z likwidacją wyeksploatowanego majątku; [...],
- wariant odniesienia (remontowy) – zakładał utrzymanie EC Żerań w dotychczasowym kształcie, z opcją dobudowania wymaganych instalacji ochrony środowiska do istniejących kotłów w celu spełnienia przyszłych wymagań środowiskowych; dodatkowo

³⁰ Uchwała Rady Nadzorczej PGNiG z 13 marca 2017 r.

³¹ Cel ten miał zostać osiągnięty przez GK PGNiG poprzez przeznaczenie w latach 2017-2022 kwoty 5 mld zł na inwestycje tj. 13 proc. nakładów inwestycyjnych w Grupie.

³² Wyłączenie pięciu kotłów parowych i sześciu turbozespołów o łącznej mocy kogeneracyjnej 180 MWe/ 600 MWt.

³³ Z uwagi na liczne uwagi Rady nadzorczej Spółki zgłaszane w okresie od kwietnia do listopada 2014r. w zakresie niewystarczających materiałów do podjęcia rzetelnej opinii oraz dodatkowych koniecznych opinii prawnych oraz analiz ekonomicznych wnioski te kierowano następującymi uchwałami Zarządu Spółki: Nr 138/14, 235/14, 333/14, 334/14 oraz 436/14.

³⁴ CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) – układ gazowo-parowy z turbiną gazową.

uwzględniał realizację inwestycji odtworzeniowych w celu wydłużenia czasu eksploatacji kotłów parowych, kotłów wodnych oraz turbozespołów o kolejne 20 lat [...],

- wariant alternatywnego – zakładał realizację dwóch kotłowni gazowo-olejowych o mocach 390 MWt i 300 MWt, przy szacowanych nakładach inwestycyjnych w łącznej kwocie [...].

Każdy z wariantów był rozpatrywany w powiązaniu z możliwościami finansowymi Spółki, prognozą cen paliw, CO₂ i cen energii elektrycznej, kursu walut oraz w oparciu o indeks LPP³⁵. Dla CO₂ przyjęto dwa scenariusze: cena CO₂ realnie pozostaje na stałym poziomie 6 euro/t przez cały okres lub cena CO₂ wzrośnie do 20 euro/t realnie do roku 2030. Podstawowe analizy wykonywane były w Spółce metodą zdyskontowanych przepływów w wariacie tzw. brown field³⁶. Zgodnie z tym podejściem NPV dla wariantu remontowego nie był wyliczony, natomiast dla wariantu inwestycyjnego był dodatni i wynosił 2 092 mln zł, przy dokonaniu dyskontowania do wartości bieżącej za pomocą średnioważonego kosztu kapitału WACC. Ponadto, Spółka przeprowadziła analizę porównawczą kosztów opłat środowiskowych, osobno dla wariantu remontowego i inwestycyjnego. Założono, że w związku z budową bloku gazowo – parowego w EC Żerań redukcja emisji związków w całej PGNiG Termika będzie przedstawiać się następująco: SO₂ redukcja o 18% (604 ton), dla pyłu 15% (37 ton), dla odpadów typu popiół 25% (69 374 ton) i żużel 17% (9 267 ton). Zaktualizowane w 2017 roku wyniki tej analizy wskazywały, że wariant inwestycyjny był korzystniejszy od wariantu remontowego. Koszt wariantu inwestycyjnego (BGP) wynosił 1 581,5 mln PLN³⁷ i był niższy od kosztu wariantu remontowego wynoszącego 1 662 mln PLN. Spółka założyła, że koszt jednostkowy wytworzenia energii elektrycznej dla wariantu inwestycyjnego wyniósł 106,1 zł/MWh, natomiast dla wariantu remontowego 112,6 zł/MWh.

Podstawą do wszystkich wyliczeń było zdefiniowanie przez Spółkę źródeł finansowania, tj.: bieżące przepływy operacyjne (EBITDA), program emisji obligacji do kwoty 1,5 mld zł, dokapitalizowanie PGNiG Termika SA przez PGNiG SA w kwocie 610 mln zł, pożyczka podporządkowana z PGNiG SA w kwocie 1,5 mld zł. Dodatkowym zabezpieczeniem było wpisanie w Program Emisji Obligacji możliwości zawieszenia spłaty odsetek od pożyczki podporządkowanej, w wysokości około 90 mln zł rocznie. Inwestycja BGP w EC Żerań była elementem Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI). W ramach KPI Spółka otrzymała³⁸ 793 339 darmowych uprawnień do emisji CO₂ z tytułu produkcji energii elektrycznej. Na 2019 rok dla całej Spółki zaplanowano przydzielenie 409 216 darmowych uprawnień do emisji CO₂, pod warunkiem poniesienia udokumentowanych nakładów inwestycyjnych. Spółka zgłosiła do KPI w sumie dziewięć zadań inwestycyjnych³⁹.

(dowód: akta kontroli str. 4273-4308, 5288-5297, 5405-5425, 6348-6356)

Ustalone nieprawidłowości

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

2.2. Przygotowanie budowy bloku gazowo-parowego

Opis stanu faktycznego

PGNiG Termika SA w założeniach dotyczących realizacji budowy BGP przyjęła, że czas potrzebny na przeprowadzenie pełnej procedury przetargowej, od momentu ogłoszenia przetargu do dnia podpisania kontraktu, wyniesie 13 miesięcy⁴⁰. Spółka zakładała możliwość wniesienia odwołań, mogących wpłynąć na wydłużenie procedury przetargowej, nie ujmowała jednak ich w kategorii ryzyk mających wpływ na termin realizacji projektu. Przyjęto, że okres realizacji inwestycji będzie przypadać na lata 2015-2018. W 2012 r.

³⁵ Longterm Price Prognosis – LPP.

³⁶ Stanowi różnicę pomiędzy wolnymi przepływami z wariantu inwestycyjnego (blok gazowo-parowy) i wariantu remontowego (blok węglowy).

³⁷ Na łączną wartość projektu inwestycyjnego składają się: budowa BGP – 1192,0 mln PLN, pozostałe nakłady projektowe 374,5 mln PLN, modernizacja stacji przygotowania wody – 15,0 mln PLN.

³⁸ Za okres 25 czerwca 2009 r. – 30 czerwca 2018 r.

³⁹ Pismo PGNiG Termika SA znak GD/1226/2018 z dnia 14 grudnia 2018r. wraz z raportami.

⁴⁰ Prekwalifikacje (ograniczenie oferentów do maksimum pięciu) – 2 miesiące, przygotowanie ofert wstępnych (bez ceny), negocjacje, SIWZ ostateczna - 6 miesięcy, przygotowanie ofert ostatecznych – 4 miesiące, ocena ofert i decyzja – 3 miesiące.

Spółka uzyskała decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych⁴¹ oraz decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego⁴². W 2013 r. uzyskano warunki przyłączenia bloku gazowo-parowego do sieci przesyłowej⁴³, natomiast warunki przyłączenia instalacji i urządzeń gazowych znajdujących się w EC Żerań do sieci gazowej zostały wydane w 2011 r.⁴⁴. Wykonawcą projektu budowlanego bloku gazowo-parowego, firmę ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o., wyłoniono w wyniku postępowania prowadzonego w trybie przetargu nieograniczonego. W dniu 18 marca 2014 r. zawarto z nim umowę na kwotę 1 959 390,0 zł⁴⁵. Umowa zobowiązywała wykonawcę do wykonania wszystkich prac objętych przedmiotem umowy⁴⁶ w terminie 51 tygodni od daty jej podpisania. Termin realizacji prac opóźnił się w stosunku do harmonogramu umownego o 126 dni, z powodu przedłużenia się procedury związanej z wydaniem decyzji zezwalającej na usunięcie zieleni. Spółka uznała opóźnienie za niezawinione przez wykonawcę. 19 grudnia 2014 r. Spółka otrzymała pozwolenie na budowę BGP o mocy ok. 450 MWe wraz z niezbędną infrastrukturą i elementami zagospodarowania terenu, w ramach przebudowy i rozbudowy EC Żerań.

Ogłoszenie o zamówieniu *Dostawa i montaż bloku gazowo-parowego w EC Żerań w Warszawie* zostało upublicznione w dniu 29 listopada 2014 r. Specyfikacja istotnych warunków zamówienia zawierała elementy określone art. 36 ust 1 ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień publicznych*⁴⁷, a także uwzględniała najistotniejsze założenia projektu. Postępowanie przeprowadzono w trybie negocjacji z ogłoszeniem na podstawie art. 134 ust 1 ustawy Pzp. Wnioski o dopuszczenie do udziału w negocjacjach, w ostatecznym terminie do dnia 13 lutego 2015 r., złożyło dwunastu wykonawców, z czego czterech zostało wykluczonych ze względu na uchybienia formalne. Po dokonaniu oceny spełniania warunków udziału w postępowaniu, zamawiający zaprosił do składania ofert wstępnych pięciu wykonawców, którzy uzyskali największą liczbę punktów⁴⁸. Wpłynęły dwie oferty: konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (lider konsorcjum)⁴⁹ oraz General Electric International (lider konsorcjum)⁵⁰. Żadna z ofert nie spełniała kryterium wartości zamówienia ustalonej na 1 600 mln zł brutto (oferta Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe – 1 890 mln zł brutto, General Electric International 1 895 mln zł brutto). Wobec powyższego, na podstawie art. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy Pzp, z uwagi na fakt, że oferta z najniższą ceną przewyższała kwotę, którą zamawiający zamierzał przeznaczyć na sfinansowanie zamówienia, przetarg został unieważniony⁵¹.

Kolejne postępowanie, tym razem w trybie przetargu ograniczonego, zostało ogłoszone 27 lipca 2016 r. Wartość zamówienia pozostała niezmienną, zmienił się natomiast zakres przedmiotu zamówienia. Zamawiający zmniejszył ilość obowiązków po stronie wykonawcy, przede wszystkim w zakresie prac dotyczących wykonania układu zasilania bloku gazowo-parowego w paliwo, zakresu i zewnętrznych granic bloku w części maszynowej, zakresu i granic układu podgrzewu wody sieciowej, układu wody chłodzącej bloku oraz układu przygotowania wody. Prace, które zostały wyłączone z przedmiotu zamówienia, niezbędne

⁴¹ Decyzja nr 736/OS/2012 z dnia 20 lipca 2012 r.

⁴² Decyzja nr 30/BIA/C2/12 z dnia 23 listopada 2012 r.

⁴³ Warunki przyłączenia bloku gazowo-parowego w EC Żerań – kwiecień 2013 r. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej z dnia 13 maja 2015 r. oraz aneks do umowy z dnia 8 września 2016 r.

⁴⁴ Warunki przyłączenia do sieci przesyłowej dla podmiotu z grupy A, będącego odbiorcą końcowym paliwa gazowego z dnia 7 października 2011 r. Umowa z dnia 18 stycznia 2013 r.

⁴⁵ Przedmiot zamówienia stanowiło Wykonanie projektu budowlanego bloku gazowo-parowego o mocy około 450 MWe w EC Żerań wraz z uzyskaniem ostatecznej decyzji pozwolenia na budowę. Wpłynęło sześć ofert, z czego wykluczono dwóch wykonawców, z uwagi, że nie wyrazili zgody na przedłużenie okresu związania ofertą. W trakcie postępowania jeden z wykonawców wniósł odwołanie, niemniej jednak KIO w dniu 23 stycznia 2014 r. wydała wyrok oddalający. Jako najkorzystniejszą (cenowo) wskazano ofertę ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o.

⁴⁶ W tym m.in. koncepcja wstępna projektu BGP, projekt budowlany BGP wraz z infrastrukturą towarzyszącą, projekt gospodarki zielenią, uzyskanie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę, plan zagospodarowania terenu BGP.

⁴⁷ Dz. U. z 2010 r. Nr 113, poz. 759, z późn. zm.

⁴⁸ ALSTOM 405 pkt., SIEMENS 385 pkt., HITACHI&MITSUBISHI 327 pkt., ANSALDO 318 pkt., GE 216 pkt.

⁴⁹ Konsorcjum w składzie: Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (Niemcy), Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd. (Japonia), Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe Ltd. (Anglia).

⁵⁰ Konsorcjum w składzie: General Electric International Inc (New York), Budimex SA (Polska), Tecnicas Reunidas (Hiszpania), TR Inżynieria i Budownictwo Sp. z o.o. (Polska).

⁵¹ Oferenci zostali poinformowani o unieważnieniu przetargu w dniu 12 lipca 2016 r.

dla realizacji inwestycji, zostały zlecone do wykonania innym podmiotom, z zastosowaniem procedury przetargowej. Według wyjaśnień Zarządu Spółki⁵² powodem wydzielenia części przedmiotu zamówienia do odrębnych postępowań było obniżenie ceny otrzymywanych ofert. Wykonawcy sygnalizowali obawy związane z koniecznością wykonania prac niezwiązanych z technologią bloków gazowo-parowych. Informowali, że tak szerokie ujęcie przedmiotu umowy będzie wiązało się z koniecznością skalkulowania budżetu ryzyka (elementu składowego ceny ofertowej) na wysokim poziomie.

Specyfikacja istotnych warunków zamówienia zawierała elementy określone art. 36 ust. 1 ustawy Pzp, a także uwzględniała najistotniejsze założenia projektu budowlanego. Zmiana treści ogłoszenia była dokonywana trzykrotnie⁵³ z zachowaniem przepisów art. 134 ust. 3a ustawy Pzp, wskutek czego termin składania wniosków o dopuszczenie do udziału w postępowaniu został wydłużony do dnia 8 września 2016 r. Wpłynęły cztery wnioski⁵⁴. Zamawiający wykluczył jednego z wykonawców⁵⁵ z powodu niewykazania spełnienia warunków udziału w postępowaniu. Do składania ofert, w terminie do dnia 16 lutego 2017 r., zaproszono pozostałych trzech wykonawców. Wpłynęły dwie oferty: Mitsubishi Hitachi oraz GE Power Sp. z o.o. Zamawiający wykluczył z postępowania przetargowego GE Power Sp. z o.o. z uwagi na fakt, że wykonawca nie zgodził się na przedłużenie okresu związania ofertą⁵⁶. Oferta Mitsubishi Hitachi była najkorzystniejsza, a jej wartość wyniosła 1 587,2 mln zł brutto. Umowa na *dostawę i montaż bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie* została podpisana 29 czerwca 2017 r. i uwzględniała główne założenia projektu budowlanego. Termin realizacji umowy obejmował okres od jej zawarcia do upływu 36 miesięcy (36 miesięcy od dnia zawarcia kontraktu miał być podpisany protokół przejęcia bloku do eksploatacji). Dodatkowo umowa z generalnym wykonawcą inwestycji zabezpieczała jej terminowe wykonanie poprzez ustanowienie kar umownych oraz zabezpieczenie należytego wykonania kontraktu⁵⁷. W kwestii zatrudniania podwykonawców, umowa stanowiła, że wykonawca zatrudni wyłącznie podwykonawców posiadających odpowiednie kwalifikacje, zgodnie z posiadanym przez wykonawcę systemem kontroli jakości, przy czym projekt umowy o podwykonawstwo będzie przedkładany do akceptacji zamawiającego. Po stronie wykonawcy leżał obowiązek zapłaty wynagrodzenia należnego podwykonawcy z dochowaniem terminów płatności wskazanych w umowie o podwykonawstwo. Budowa bloku gazowo-parowego, będącego przedmiotem umowy, miała być realizowana w formule *pod klucz*⁵⁸.

Umowa określała m.in. następujące parametry określające zdolność technologiczną BGP: moc elektryczna netto 420-490 MWe, nominalna sprawność bloku netto przy pracy kondensacyjnej miała wynosić od 54% do 57,7%. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa technologicznego funkcjonowania BGP określono na 25 lat, jednocześnie blok miał spełniać zalecenia i wymagania OSP odnoszące się do JWCD.

(dowód: akta kontroli, str. 1187-1188)

Umowa z Mitsubishi Hitachi nie uwzględniała pierwotnie po stronie Wykonawcy obowiązku montażu instalacji SCR⁵⁹ dla BGP. Wraz z wprowadzeniem konkluzji BAT decyzją wykonawczą Komisji (2017/1442) PGNiG Termika SA podpisała z Mitsubishi Hitachi w dniu

⁵² Pismo znak GD/949/2018 z dnia 17 września 2018 r.

⁵³ Ogłoszenie dodatkowych informacji, informacji o niekompletnej procedurze lub sprostowania przekazane zostały Urzędowi Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich w dniach: 3 sierpnia 2016 r., 11 sierpnia 2016 r., oraz 22 sierpnia 2016 r.

⁵⁴ Konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (Niemcy), Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd. (Japonia), Mitsubishi Hitachi i Power Systems Europe Ltd. (Anglia) – dalej Mitsubishi Hitachi; konsorcjum GE Power Sp. z o.o. General Electric International Inc. – dalej GE Power Sp. z o.o.; Sepco III Electric Power Construction Corporation (Chiny); konsorcjum Siemens Sp. z o.o., Siemens AG, Budimex SA.

⁵⁵ Sepco III Electric Power Construction Corporation

⁵⁶ Wykonawca zastrzegł sobie prawo do negocjacji harmonogramu realizacji kontraktu, na co Zamawiający nie wyraził zgody.

⁵⁷ W kwocie 98 228 195,28 zł.

⁵⁸ Obejmowała cały proces inwestycyjny i oznacza sposób wykonania bloku według zasady „kompleksowe projektowanie, dostawy, wykonawstwo, uruchomienie i przekazanie do eksploatacji”.

⁵⁹ Technologia SCR polega na przekształcaniu (redukowaniu) tlenków azotu w nietoksyczny azot i parę wodną w katalizatorze wykorzystującym amoniak jako reduktor.

12 kwietnia 2018 r. *Dokument zmiany kontraktu*⁶⁰. Spółka nałożyła na wykonawcę obowiązek zrealizowania kompletu projektów, dostaw, usług i prac budowlano-montażowych oraz przeprowadzenie rozruchu instalacji SCR. Termin przejęcia bloku gazowo-parowego do eksploatacji przedłużono o jeden miesiąc (do 37 miesięcy od dnia zawarcia umowy)⁶¹, natomiast wartość umowy netto zwiększono o 29 715 tys. zł oraz o 67,7 tys. euro. (dowód: akta kontroli, str. 238-363, 374-547, 549-2275, 2715-2796, 3586-3605, 6357-6406)

2.3. Przygotowanie innych inwestycji związanych z budową bloku gazowo-parowego

Opis stanu faktycznego

Cztery zadania wyłączone z przedmiotu zamówienia, a następnie z przedmiotu umowy z Mitsubishi Hitachi zostały objęte postępowaniem przetargowym w zakresie wyłonienia wykonawcy robót budowlanych oraz wyboru wykonawców projektów. Postępowania były prowadzone na podstawie wewnętrznych procedur⁶² bądź w oparciu o przepisy ustawy Pzp. W przypadku wyboru wykonawców projektów budowlanych Spółka prowadziła postępowania wyłącznie w oparciu o wewnętrzne przepisy. W 2013 r. wyłoniono wykonawcę projektu budowlanego dla zadania budowy kanału zrzutowego wody chłodzącej⁶³ oraz budowy gazociągów wraz z niezbędną infrastrukturą⁶⁴. PGNiG Termika SA zawarła także umowę na usługi kompleksowego doradztwa technicznego i specjalistycznego w zakresie projektowania oraz wykonywania instalacji gazowych na potrzeby nowego bloku gazowo-parowego oraz gazociągu doprowadzającego paliwo do EC Żerań na kwotę 810 tys. zł netto⁶⁵. Osobną umową objęto zaprojektowanie gazociągu relacji EC Żerań – Tłocznia Rembelszczyzna. Pierwotny projekt gazociągu został opracowany przez ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o. na podstawie umowy z 21 września 2012 r.⁶⁶, a następnie w związku z nowelizacją ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu⁶⁷ powstał wymóg dostosowania dokumentacji projektowej gazociągu do regulacji tej ustawy⁶⁸. Zadanie to powierzono także ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o., w trybie negocjacji z jednym oferentem⁶⁹.

Dla pozostałych zadań (wykonanie modernizacji stacji przygotowania wody w EC Żerań⁷⁰ oraz budowa sieci ciepłowniczych wraz z niezbędną infrastrukturą⁷¹) wyłonienie wykonawców projektów budowlanych nastąpiło w 2017 r.

Koszt wykonania projektów dla wszystkich zadań wyłączonych wyniósł 1 578 tys. zł netto. Zarząd Spółki zlecił wykonanie projektów budowlanych dla zadań wyłączonych, ponieważ pierwotny projekt ILF Consulting nie obejmował budowy gazociągów wraz z niezbędną infrastrukturą oraz budowy kanału zrzutowego. Uwzględniał jedynie instalacje gazowe oraz wody zrzutowej tylko w granicach bloku gazowo-parowego. Dodatkowo projekt ILF został wykonany w 2014 r., co wymagało dokonania ponownej analizy zakresu prac oraz uwzględnienia aktualnych uwarunkowań na terenie EC Żerań. Obok projektów budowlanych

⁶⁰ Według wyjaśnień Zarządu PGNiG Termika SA dokument ten stanowi jedynie podstawę do wprowadzenia zmian w formie aneksu podpisanego przez strony. Do chwili obecnej aneks taki nie został podpisany przez Strony.

⁶¹ Zgodnie z *Dokumentem zmiany kontraktu* obowiązujący termin przejęcia bloku do eksploatacji to 29 lipca 2020 r.

⁶² Instrukcja udzielania zamówień w GK PGNiG Termika ważna od 1 stycznia 2018 r. oraz wcześniej obowiązująca Instrukcja udzielania zamówień w PGNiG Termika SA, ważna od 1 czerwca 2017 r.

⁶³ Umowa z Construction Sp., z o.o. z dnia 21.02.2013 r. na kwotę 315,0 tys. zł netto.

⁶⁴ Umowa z Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA z dnia 26 sierpnia 2013 r. (nr umowy 13DFZZ308), wartość umowy 487,0 tys. zł netto.

⁶⁵ Umowa z Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA z dnia 9 stycznia 2014 r. obowiązująca do dnia 31 grudnia 2019 r.

⁶⁶ Wartość umowy 1,6 mln netto, plus podatek VAT.

⁶⁷ Dz. U. z 2014 r., poz.1501.

⁶⁸ PGNiG Termika SA w dniu 14 sierpnia 2015 r. zawarła Porozumienie z Gaz-System SA na mocy którego zobowiązała się do przeprojektowania dokumentacji opracowanej zgodnie z umową nr 12DFZZ237 z dnia 21 września 2012r. zawartą z ILF Consulting Polska Sp. z o.o. na „Kompleksową obsługę przygotowania inwestycji budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji EC Żerań- Tłocznia Rembelszczyzna w celu uzyskania pozwolenia na budowę”. Ponadto, PGNiG Termika SA w dniu 16 października 2015 r. zawarła Aneks nr 3 do umowy przyłączeniowej z Gaz- System w którym zobowiązała się do dostarczenia GAZ-System pozwolenia na budowę gazociągu do 30 września 2016 r. – termin ten warunkuje pierwsze podanie gazu do EC Żerań na 30 listopada 2018r.

⁶⁹ Wartość umowy 2 140 200,0 zł brutto.

⁷⁰ Umowa z Envirotech Sp. z o.o. z dnia 27.02.2017 r. na kwotę 378,0 tys. zł netto.

⁷¹ Umowa z Construction Sp., z o.o. z dnia 14.02.2017 r. na kwotę 398,0 tys. zł netto.

w ramach umów zostały wykonane również projekty wykonawcze, które pozwoliły na minimalizację ryzyka inwestycyjnego.

(dowód: akta kontroli, str. 3586-3744, 3776-3907)

Wykonanie robót budowlanych dla zadań wyłączonych zostało zlecone na podstawie wewnętrznych procedur Spółki, za wyjątkiem jednego postępowania o udzielenie zamówienia na budowę kanału zrzutowego wody chłodzącej z bloku BGP do Wisły. Postępowanie to było prowadzone w trybie przetargu nieograniczonego na podstawie art. 40 ustawy Pzp. Wartość zamówienia została oszacowana na kwotę 32,9 mln zł netto na podstawie kosztorysu inwestorskiego. Ogłoszenie o zamówieniu opublikowane 1 lutego 2017 r.⁷² było trzykrotnie zmieniane, w związku z czym termin składania ofert przedłużono do 24 marca 2017 r. W tym terminie wpłynęło dziesięć ofert, z czego cztery oferty zostały odrzucone, w tym trzy z uwagi na niewyrażenie zgody na przedłużenie terminu związania ofertą⁷³, a jedna ze względu na zmianę treści oferty w wyniku otrzymania wyjaśnień⁷⁴. Oferta Inżynieria Rzeszów SA została uznana za najkorzystniejszą⁷⁵. 12 lipca 2017 r. podpisano umowy na kompleksową realizację zadania, zgodnie z formułą pod klucz. Odbiór końcowy wykonanych prac wyznaczono na 15 listopada 2019 r.

Wyłonienie wykonawców robót budowlanych dla pozostałych zadań odbywało się na podstawie wewnętrznych procedur Spółki, za pośrednictwem platformy przetargowej⁷⁶, przy czym dla zadania budowa gazociągów wraz z niezbędną infrastrukturą wyłonienie wykonawcy nie doszło do skutku, ze względu na fakt, iż wartość złożonych ofert przewyższała budżet zamawiającego⁷⁷.

Dla zadania *Wykonanie modernizacji Stacji Przygotowania Wody w EC Żerań* wartość zamówienia została oszacowana na kwotę 18,7 mln zł netto na podstawie kosztorysu inwestorskiego. Zaproszenie do składania ofert zostało wystosowane do szesnastu wykonawców, ostatecznie oferty złożyło dwóch wykonawców. Za najkorzystniejszą ofertę zamawiający uznał ofertę Envirotech sp. z o.o.⁷⁸, spółka ta została wyłoniona wcześniej na wykonawcę projektu budowlanego. Termin realizacji zadania wyznaczono do 74 tygodni od daty podpisania umowy⁷⁹.

Z kolei, dla realizacji zadania dotyczącego budowy sieci ciepłowniczych wraz z niezbędną infrastrukturą w związku z budową BGP na terenie EC Żerań został wybrany wykonawca Inżynieria Rzeszów SA, którego oferta była najkorzystniejsza cenowo⁸⁰. Odbiór końcowy prac wykonanych w ramach niniejszego zadania wyznaczono na 19 grudnia 2019 r.

(dowód: akta kontroli str. 2276-2714, 3554-3585, 3691-3714, 3745-3775)

Koszt wykonania robót budowlanych dla trzech zadań wyłączonych, na podstawie zawartych umów, wyniósł 62,3 mln zł brutto. Na realizację robót budowlanych dla zadania dotyczącego budowy gazociągów wraz z niezbędną infrastrukturą Spółka zamierza przeznaczyć kwotę 2 mln zł netto. Prace te⁸¹, jak wyjaśnił Zarząd PGNiG Termika SA, zostaną sfinansowane ze środków własnych oraz ze środków dostępnych z pożyczki odnawialnej⁸², a terminy ich realizacji nie stanowią zagrożenia dla terminu realizacji budowy bloku gazowo-parowego.

(dowód: akta kontroli str. 2270-2276, 2281-2714, 3554-3585)

⁷² Opublikowane w Dz.U. UE 2017/S022-038006 z dnia 1 lutego 2017 r. oraz zamieszczone na stronie internetowej Spółki.

⁷³ Przedsiębiorstwo Produkcyjno – Handlowe Meliorex Sp. z o.o., Taylor Sp. z o.o. oraz konsorcjum Molewski Sp. z o. o. i Molewski SA.

⁷⁴ POLAQUA Sp. z o.o.

⁷⁵ Wartość oferty: 23 198 tys. zł.

⁷⁶ <https://termika.eb2b.com.pl>.

⁷⁷ Informacja o unieważnieniu postępowania przetargowego z dnia 18 października 2018 r.

⁷⁸ Wartość oferty 15 887 tys. zł netto, 19 541 tys. zł brutto

⁷⁹ Data podpisania umowy 12 lipca 2018r.

⁸⁰ Wartość zamówienia oszacowana na podstawie kosztorysu inwestorskiego 16,5 mln zł, wartość oferty 15,9 mln netto, wartość umowy 19,6 mln brutto.

⁸¹ Modernizacja Stacji Przygotowania Wody w EC Żerań, a ponadto budowa sieci ciepłowniczych wraz z niezbędną infrastrukturą w związku z budową BGP, kanału zrzutowego wody chłodzącej z bloku BGP EC Żerań do Wisły oraz gazociągów wraz z niezbędną infrastrukturą.

⁸² Pożyczka odnawialna z PGNiG SA.

Ustalono nieprawidłowości	W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości
Uwagi dotyczące badanej działalności	Spółka w 2014 r., w pierwszym przetargu na wybór wykonawcy BGP, ustaliła limit kosztów obejmujących kompleksową realizację budowy na 1,6 mld zł brutto mimo, że w analizach nakłady inwestycyjne na realizację BGP oszacowano na poziomie 1 748 mln zł netto bez podatku VAT, a jednocześnie Spółka dysponowała zabezpieczeniem finansowym na inwestycję w takiej kwocie. Tak ustalony limit był przyczyną unieważnienia pierwszego postępowania przetargowego (oferta z najniższą ceną była wyższa o 290 mln zł). Przygotowując drugi przetarg na wybór wykonawcy, Spółka przyjęła wariant zakładający wyłączenie z przedmiotu zamówienia czterech zadań inwestycyjnych do odrębnej realizacji. Pozwoliło to na wyłonienie generalnego wykonawcy inwestycji, a także zmniejszyło ogólne koszty całej inwestycji w BGP.

2.4. Stan zaawansowania prac oraz nadzór nad realizacją inwestycji budowy bloku gazowo-parowego

Opis stanu faktycznego

Umowa z Głównym Wykonawcą oraz Szczegółowe Harmonogramy Realizacji Projektu (dalej HRK)⁸³ określają 12 głównych etapów realizacji budowy (kamieni milowych), podzielonych na około trzy tysiące zadań. Umowa przewiduje 28 etapów płatności za wykonanie poszczególnych zadań wymienionych w Harmonogramie Realizacji Kontraktu⁸⁴. Według stanu na 31 sierpnia 2018 r. zrealizowano pięć kamieni milowych inwestycji (rzeczowy stan zaawansowania projektu Spółka oceniała na 35%) oraz zapłatę za cztery etapy płatności (na kwotę 19,8 mln zł). Piąty etap płatności był w fazie odbiorów. Spółka wypłaciła także zaliczki (na kwotę 164,2 mln zł – około 10% kwoty przedmiotu zamówienia). Poniesione koszty na inwestycje były zgodne z założonym w harmonogramie etapami płatności.

Przebieg realizacji inwestycji, głównie w zakresie rzeczowym, był raportowany przez Wykonawcę w formie miesięcznych sprawozdań z postępu prac odnoszących się do zadań wskazanych w HRK. Do czerwca 2018 r. sprawozdania zawierały informacje o niewielkich, możliwych do nadrobienia w toku budowy, opóźnieniach. W sprawozdaniu za lipiec 2018 r. wykonawca poinformował o opóźnieniu w realizacji prac. Zwłoka w realizacji inwestycji była wynikiem przedłużających się prac projektowych w zakresie rurociągów oraz branży budowlanej. Dodatkowo materiały dostarczane były nieterminowo w związku z przedłużającymi się negocjacjami z dostawcami. Opóźnienia te nie stanowiły podstawy do uruchomienia procedury naliczania kar umownych. Zdaniem Zarządu Spółki opóźnienie utrzymywało się w granicach trzech miesięcy i nie miało wpływu na terminowe osiągnięcie poszczególnych etapów realizacji inwestycji oraz na termin ukończenia budowy BGP⁸⁵.

Ze względu na fakt, że w pierwszych dniach września 2018 r. Japonię nawiedził tajfun *Jebi*, który uszkodził komponenty pakietu turbiny gazowej i jej generatora, przygotowanych do wysyłki i magazynowanych przez Mitsubishi Hitachi, koniecznym było opracowanie planu naprawczego w celu uwzględnienia w nim tego zdarzenia⁸⁶. Według wyjaśnień Mitsubishi Hitachi jedyną przyczyną opóźnienia w harmonogramie realizacji projektu, który wpływał istotnie na termin przekazania BGP do eksploatacji było zdarzenie siły wyższej, czyli tajfun *Jebi* w Japonii.

Zgodnie z postanowieniami umowy na budowę BGP w zakresie procedury działania w przypadku wystąpienia siły wyższej 26 września 2018 r. Zarząd Spółki spotkał się z Generalnym Wykonawcą w celu ustalenia skali zniszczeń w zakresie zalanych urządzeń i możliwości ich ewentualnego użycia, przy zachowaniu ich gwarancji. Zarząd

⁸³ Opracowywane przez Wykonawcę zgodnie z wymogami Umowy. Harmonogramy podlegają aktualizacji w oparciu o rzeczywisty przebieg prac budowlanych.

⁸⁴ Dalej: HRK.

⁸⁵ Pismo znak GD/1085/2018 z dnia 6 listopada 2018r.

⁸⁶ Na podstawie Notatki ze spotkania w dniu 26 września 2018 r. pomiędzy PGNiG Termika SA i Mitsubishi Hitachi – lider konsorcjum.

Spółki nie przewidywał udziału w inspekcji stanu urządzeń na miejscu zdarzenia. Nie wykluczał jednak udziału ubezpieczyciela w czynnościach oględzin.

(dowód: akta kontroli str.1883– 1900; 7233-7236, 7236-7342)

Program naprawczy z 30 listopada 2018 r., określający nowy harmonogram realizacji projektu, uwzględnił wpływ zniszczeń na poszczególne etapy budowy oraz ustalił datę podpisania protokołu z rozruchu BGP na 20 listopada 2020 r.. Jako datę przekazania bloku do eksploatacji wskazano 29 listopada 2020 r., przy czym zaplanowano, że złożenie przez wykonawcę inwestycji kompletnego wniosku o pozwolenie na użytkowanie BGP miałyby nastąpić odpowiednio wcześniej, tj. w dniu 29 maja 2020 r.

(dowód: akta kontroli str. 7259-7319)

Powstałe opóźnienia były raportowane przez inżyniera kontraktu⁸⁷ Energopomiar sp. Z o.o.⁸⁸, świadczącego usługę nadzoru nad przygotowaniem i zarządzaniem, a także kontroli nad realizacją inwestycji: dostawa i montaż bloku gazowo-parowego w EC Żerań, budowa kanału zrzutowego wody chłodzącej z bloku BGP EC Żerań do Wisły oraz budowa i przebudowa sieci⁸⁹ w związku z budową BGP na terenie EC Żerań⁹⁰. W raportach miesięcznych⁹¹ IK wskazywał m.in., że projekty wykonawcze w ramach kontraktu z generalnym wykonawcą są wykonywane w różnych standardach edycyjnych zamiast stanowić jednolity projekt wykonawczy całego układu elektrycznego BGP, na punktach styku będą występowały kolizje lub rozbieżności. Przyjęty przez wykonawcę sposób projektowania wydłużył proces opracowywania dokumentacji projektowej oraz realizacji prac dla branży elektrycznej. Może to mieć wpływ na terminowe wykonanie etapów realizacji określonych w harmonogramie rzeczowo-finansowym, w tym na termin przejęcia bloku do eksploatacji. Do głównych zadań IK, poza bieżącym dokumentowaniem postępu prac związanych z budową BGP, należało sporządzanie raportów specjalnych, m.in. z prób fabrycznych, badań i pomiarów, uruchomień, odbiorów oraz innych zdarzeń uzgodnionych z inwestorem. IK weryfikował i kompletował dokumentację projektową, raportował stan zaawansowania prac po stronie wykonawcy bloku, jak również po stronie wykonawców pozostałych zadań, potwierdzał wykonanie zakresu robót budowlanych, w tym prac ziemnych pod kątem zbrojenia i zabetonowania kolejnych fundamentów, wykonania konstrukcji żelbetowych na wskazanych ściankach oporowych czy przeprowadzenia prób hydraulicznych dla złączy segmentów rurociągu. Nie stwierdzono wad ani przypadków niezgodności realizacji prac budowlanych z projektem i pozwoleniem na budowę. W ramach realizacji inwestycji istniała współpraca inspektorów nadzoru z ramienia inżyniera kontraktu z inspektorami inwestora, przy czym zespół inwestora sporządzał własne raporty z przebiegu realizacji inwestycji, kierowane na Zarząd Spółki.

(dowód: akta kontroli str. 3908-3951, 6863-7083)

W związku z budową BGP, Spółka zawarła także umowę na przyłączenie do sieci przesyłowej planowanych do wybudowania urządzeń i instalacji gazowych bloku z OGP Gaz-System SA⁹² oraz umowę z PSE o przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej BGP wraz z transformatorem rezerwowym⁹³.

Głównym przedmiotem umowy z GAZ-SYSTEM była budowa około 10,5 km odcinka gazociągu od węzła Rembelszczyzna do instalacji EC Żerań⁹⁴. Aneks nr 3

⁸⁷ Dalej także: IK.

⁸⁸ Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki ENERGOPOMIAR Sp. z o.o., umowa z dnia 28 listopada 2017 r. obejmująca m.in. pełnienie stałego nadzoru inwestorskiego nad realizacją BGP we wszystkich wymaganych branżach.

⁸⁹ W rozumieniu: kompleksowe sieci ciepłownicze, gazowe, wodoru i azotu wraz z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą, niezbędne do pracy Bloku.

⁹⁰ Wyłonienie inżyniera kontraktu nastąpiło w trybie przetargu nieograniczonego, wartość umowy wyniosła 7,95 mln zł

⁹¹ Na podstawie Raportu miesięcznego nr 7 i Raportu miesięcznego nr 8.

⁹² Umowa z dnia 18 stycznia 2013 r. Dalej: GAZ-SYSTEM.

⁹³ Umowa z dnia 13 maja 2015 r. zmieniona aneksem nr 1 z dnia 8 września 2016 r. Przewidywana opłata za przyłączenie Obiektu i Transformatora Rezerwowego wynosi 9,4 mln zł netto.

⁹⁴ Umowa, uwzględniając zawarte aneksy, określała szacunkową kwotę opłaty za przyłączenie netto w wysokości 18,8 mln. zł (tj. 25% szacunkowych nakładów na realizację przyłączenia).

z 16 października 2015 r. określił termin zrealizowania przyłączenia na 43 miesiące od daty jego zawarcia, tj. do 16 maja 2019 r., z zastrzeżeniem, że ostateczna decyzja o pozwoleniu na budowę dla części liniowej gazociągu zostanie przekazana w terminie do 30 września 2016 r. Z uwagi na opóźnienie w przekazaniu decyzji, po uwzględnieniu przesunięcia o 9 miesięcy, termin realizacji gazociągu zgodnie z umową przypadał na 16 lutego 2020 r. Odbiór techniczny i rozpoczęcie rozruchu gazociągu miało nastąpić 5 miesięcy przed tą datą, tj. we wrześniu 2019 r. Umowa z PSE również była aneksowana i określiła termin przyłączenia obiektu wraz z transformatorem do rozdzielni⁹⁵ na dzień 31 marca 2020 r.

(dowód: akta kontroli str. 7084-7143)

⁹⁶[...]

(dowód: akta kontroli str. 5979 -5984,6023-6034, 6052-6060, 6676-6862)

[...]

(dowód: akta kontroli str. 5948 – 5954, 5985 -5995)

– ^{97,98,99} [...].

(dowód: akta kontroli str. 5658,6023-6051)

GAZ-SYSTEM 4 czerwca 2018 r. wszczął postępowanie na wykonanie robót związanych z przyłączeniem gazu do EC Żerań z terminem realizacji do 31 października 2019 r. (około 14 miesięcy od wyłonienia wykonawcy). Data ta wykraczała poza zaplanowaną na 30 sierpnia 2019 r.¹⁰⁰ datę nagazowania i rozpoczęcia rozruchu turbiny.

Zgodnie z Porozumieniem o Współpracy, co dwa tygodnie sporządzane były *Informacje dot. Programu koordynacji działań inwestycyjnych w celu zapewnienia dostaw gazu do EC-Żerań*. Informacja według stanu na 23 października 2018 r. przewidywała następujące terminy realizacji: nagazowanie i rozruch 27 sierpnia 2019 r., odbiór eksploatacyjny 9 października 2019 r. oraz odbiór końcowy 9 grudnia 2019 r. Zidentyfikowano również ryzyka projektu, m.in. ograniczenia czasowe możliwości prowadzenia prac, przy czym prawdopodobieństwo ich wystąpienia określono na poziomie średnim¹⁰¹.

Według notatek ze spotkań przedstawicieli Spółki z GAZ-SYSTEM z 2017 r., „budowa gazociągu będzie trwać około 18-24 miesięcy”.

(dowód: akta kontroli str. 5657-5694, 5953 -5966, 6003-6006, 6624)

Spółka prowadziła bieżący monitoring prac wynikających z umowy z PSE poprzez cotygodniowe spotkania koordynacyjne przedstawicieli Spółki z PSE. Przebieg spotkań dokumentowany był w formie notatek zawierających szczegółowe informacje o wykonanych i planowych do przeprowadzenia na kolejny okres sprawozdawczy pracach. Przebieg prac pozwalał na oddanie przyłącza w terminie wynikającym z umowy.

Termin przyłączenia BGP do sieci KSE został określony na 31 marca 2020 r. Spółka w ramach aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2021 zawarła umowę na 17 lat (okres trwania obowiązku mocowego) od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2037 r. Planowane wpływy z wykonania obowiązku mocowego dla BGP wyniosą 104,1 mln zł rocznie¹⁰², przy

⁹⁵ Przyłączenie obiektu dotyczyło rozdzielni 220 kV, natomiast przyłączenie transformatora dotyczyło rozdzielni 110 kV.

⁹⁶ Pismo PGNiG z dnia 9 października 2018, znak GD/1027/2018.

⁹⁷ Porozumienie o Współpracy pomiędzy : Polskie Górnictwem i Gazownictwo S.A, PGNiG S.A, Operatorem Gazociągów Przemysłowych Gaz -System S.A, Polskie Sieci Energetyczne S.A

⁹⁸ [...]

⁹⁹ [...]

¹⁰⁰ Zgodnie z harmonogramem realizacji kontraktu na dostawę i montaż BGP, przekazanym NIK w dniu 14 grudnia 2018 r. *pierwszy zapłon turbiny gazowej do sieci przesyłowej gazu* ustalono na 6 lutego 2020 r.

¹⁰¹ Zgodnie z pismem z 14 grudnia br., znak GD/1226/2018 - Zadanie polegające na budowie gazociągu o długości około 10,5 km (od węzeł „Rembelszczyzna” do Ec Żerań) jest prowadzone przez Gaz System (GS) i PGNiG TERMIKA nie ma wglądu w Umowę pomiędzy GS a Wykonawcą rurociągu.

¹⁰² Pismo Zarządu Spółki z 14 grudnia br.,GD/1226/2018 oraz wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2021, w której zgłoszono nową jednostkę wytwórczą BGP EC Żerań ceną zamknięcia 240,32 zł/kW/rok.

czym w sytuacji nieoddania BGP w terminie, wysokość kary w latach 2021 i 2022, za każdy miesiąc niespełnienia wymagań dostaw energii w ramach rynku mocy, wyniesie 15,6 mln zł.
(dowód: akta kontroli: str. 5995-5966, 6061-6302, 7144-7222)

Ustalono nieprawidłowości

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

Uwagi dotyczące badanej działalności

Termin przekazania do eksploatacji bloku gazowo-parowego został przesunięty na 29 listopada 2020 r. W świetle regulacji umowy mocowej, z terminem obowiązywania od 1 stycznia 2021 r., w sytuacji gdyby w realizacji projektu wystąpiły kolejne opóźnienia, istnieje bowiem ryzyko naliczenia kar z tytułu niewypełnienia obowiązku mocowego. NIK zwraca także uwagę na krótki czas wyznaczony na realizację przez GAZ-SYSTEM gazociągu (termin ukończenia – luty 2020 r.) z uwagi na wymaga od Spółki ciągłego monitorowania.

Biorąc powyższe pod uwagę, a także fakt, że termin przyłączenia BGP do KSE wynikający z umowy z PSE oraz deklarowane wobec URE wyłączenie w 2020 r. dotychczas działających jednostek o mocy łącznej 240 MWe, kluczowym celem winno być oddanie BGP do użytku do końca 2020 r. Wskazane ryzyka wymagają więc skutecznego monitorowania i zarządzania.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działania Spółki na etapie realizacji inwestycji dotyczącej budowy BGP w EC Żerań, a także nadzór nad pracami wykonawców. Jednocześnie wskazuje, że z uwagi na nie w pełni należyte przygotowanie pierwszego przetargu w 2014 r. termin realizacji inwestycji przesunął się o ponad dwa lata. Dodatkowe przesunięcie spowodowane siłą wyższą podwyższyło ryzyko przekroczenia terminu oddania BGP do eksploatacji przed 2021 r., wyznaczającym początek obowiązku mocowego w ramach rynku mocy.

3. Nadzór nad realizacją inwestycji budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola przez spółkę EC Stalowa Wola SA

Opis stanu faktycznego

PGNiG TERMIKA SA od 30 października 2013 roku była właścicielem 50% akcji EC Stalowa Wola SA (dalej ECSW)¹⁰³. Właścicielem pozostałych akcji była spółka Tauron Wytwarzanie.

ECSW to spółka celowa powołana do realizacji budowy w Stalowej Woli bloku gazowo-parowego o mocy około 400 MWe. Zasady obowiązków i uprawnień stron umowy zostały określone w *Umowie o funkcjonowaniu ECSW*¹⁰⁴.

W 2011 r. zakładano budowę bloku gazowo-parowego (dalej BGP ECSW) o mocy 400 MWe i 240 MWt [...]. Czas realizacji inwestycji określono na 36 miesięcy z datą przekazania do eksploatacji w czerwcu 2015 r. Budowę inwestycji rozpoczęto w 2012 r. przez wybranego w drodze przetargu Głównego Wykonawcę firmę Abener Energia SA (dalej Abener lub Główny Wykonawca). Wielomiesięczne opóźnienie w budowie BGP ECSW spowodowało, że ECSW 29 stycznia 2016 r. odstąpiła od kontraktu z Głównym Wykonawcą¹⁰⁵. Przedstawiciel PGNiG TERMIKA SA jako akcjonariusz poparł wnioski o wyrażenie zgody przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ECSW na odstąpienie.

(dowód: akta kontroli str. 2797-3099,7255-7256)

¹⁰⁶, ¹⁰⁷ [...].

¹⁰³ Spółka PGNiG TERMIKA SA stała się stroną *Umowy o funkcjonowaniu ECSW* z dnia 11 marca 2011 r. na skutek Aneksu nr 2 do Umowy, treścią którego zastąpiono w umowie nazwę Spółki PGNiG Energia – Spółką PGNiG TERMIKA SA.

¹⁰⁴ Ww. Umowa o funkcjonowaniu ECSW str. 2 oraz 5.

¹⁰⁵ Zgodnie z wyjaśnieniem Zarządu Spółki, pismo z 29 października 2018 r., znak GD/1069/2018 – głównymi przyczynami odstąpienia od kontraktu było: a) nieprawidłowe planowanie rozpoczętej inwestycji; b) nie wywiązywanie się przez wykonawcę z płatności wobec podwykonawców (na skutek problemów finansowych) ponad 270 dni, c) zniszczenie istniejącego kanału wody chodzącej.

¹⁰⁶ Wyjaśnienia Zarządu Spółki, GD/1069/2018, z 29 października 2018 r

¹⁰⁷ Wyjaśnienia Zarządu Spółki, GD/1095/2018, z 8 listopada 2018 r

(dowód: akta kontroli str. 3304-3328; 5426-5428,5588-5636)

108, 109 [...].
110, 111 112 [...].
113 114 [...].

(dowód: akta kontroli str. 2797-3099; 3101-3104; 3329-3523, 5426-5652)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

IV. Wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli¹¹⁵, odstępuje od formułowania wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 54 ustawy 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 Prezesa Najwyższej Izby Kontroli.

Obowiązek poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag.

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, 24 stycznia 2019 r.

Grzegorz Łukasik
Główny specjalista k.p.

(-)

.....
podpis

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

p. o. Dyrektora
Sławomir Grzelak

(-)

.....
podpis

¹⁰⁸ Obecnie tekst jednolity tekstu Statutu Spółki określa uchwała Rady Nadzorczej Spółki z Nr 2/II/2014 z 13 stycznia 2014 r.

¹⁰⁹ Uchwała Rady Nadzorczej Spółki Nr 2 /2017 podjęta w głosowaniu pisemnym w dniach 27-31 października 2017 r. oraz Uchwała Rady Nadzorczej Nr 6/2018 z dnia 31 stycznia 2018 r.

¹¹⁰ Zasady sporządzania sprawozdań zostały określone w Statutach ECSW, od 2014 r. w § 18 ust. 3 pkt 3 obowiązującego Statutu.

¹¹¹ W zakresie kontynuacji prac budowy BGP ECSW w sprawozdaniach zawarto aktualne informacje dotyczące konserwacji najistotniejszych elementów inwestycji, w tym turbin, jak również postępowań przetargowych, w wyniku, których wybierani są poszczególni wykonawcy odpowiedzialni za dokończenie inwestycji.

¹¹² Odpowiednio za I oraz II kwartał 2018 r. oraz w raportach przygotowanych na posiedzenia Rady Nadzorczej PGNiG TERMIKA SA.

¹¹³ Europejski Bank Inwestycyjny, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, PKO SA.

¹¹⁴ [...]

¹¹⁵ Dz. U. z 2017 r., poz. 524 ze zm.