



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.005.03.2021

Tomasz Stępień
Prezes Zarządu

Operator Gazociągów Przesyłowych
Gaz-System SA w Warszawie
ul. Mszczonowska 4
02-337 Warszawa

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

zmienione zgodnie z treścią uchwały nr KPK-KPO.443.208.2021
Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli
z dnia 4 stycznia 2022 r.

P/21/017 – Przygotowanie i realizacja inwestycji infrastrukturalnych dla gazu ziemnego

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA ¹ ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	Tomasz Stępień, Prezes Zarządu od dnia 31 grudnia 2015 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Działania związane z przygotowaniem i realizacją projektu Baltic Pipe.2. Działania związane z przygotowaniem i realizacją rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu, w tym dotyczące zwiększenia mocy regazyfikacyjnej.3. Realizacja zadań mających na celu przygotowanie i budowę nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z krajami sąsiednimi.
Okres objęty kontrolą	Lata 2018-2021 (do czasu zakończenia kontroli) z uwzględnieniem zdarzeń zaistniałych oraz dowodów wytworzonych przed tym okresem, jeżeli miały one istotny wpływ na kontrolowaną działalność.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o <i>Najwyższej Izbie Kontroli</i> ² .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none">1. Izabela Osemek, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/42/2021 z dnia 31 maja 2021 r.2. Małgorzata Kornaga, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/43/2021 z dnia 31 maja 2021 r.3. Agnieszka Kowalska-Frączyk, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/46/2021 z dnia 1 czerwca 2021 r.4. Bartłomiej Piasecki, starszy inspektor kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/45/2021 z dnia 1 czerwca 2021 r.5. Rafał Szymański, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/44/2021 z dnia 1 czerwca 2021 r.6. Agnieszka Siwczyk, specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr KGP/58/2021 z dnia 6 lipca 2021 r.

(akta kontroli str.1-35,100-103)

¹ Dalej: Gaz-System lub Spółka.

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

II. Ocena ogólna³ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia działania Gaz-System dotyczące realizacji projektów budowy lub rozbudowy kluczowej transgranicznej infrastruktury przesyłu gazu ziemnego, gdyż realizowane są one w sposób umożliwiający zapewnienie dostaw gazu do Polski po roku 2022 na wymaganym poziomie.

Uzasadnienie
oceny ogólnej

Gaz-System w kontrolowanym okresie (tj. lata 2018-2021) poprawnie realizował strategiczne inwestycje infrastrukturalne dla gazu ziemnego celem dywersyfikacji kierunków dostaw gazu dla Polski. Realizacja inwestycji: budowa Baltic Pipe, rozbudowa Terminalu LNG oraz budowa interkonektorów Polska – Litwa i Polska – Słowacja przebiegała w warunkach licznych odchyżeń od planów bazowych, niemniej Gaz-System podejmował działania w celu obsłużenia tych zdarzeń. Spółka na bieżąco zarządza portfelem zdefiniowanych ryzyk, jak również identyfikowała i obsługiwała nowe ryzyka w projektach, tak aby uniknąć ich zmaterializowania. W ocenie NIK, terminowe osiągnięcie pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe (1 października 2022 r. lub nawet do końca tego roku) oraz ukończenie rozbudowy Terminalu LNG o dodatkową instalację regazyfikacyjną (31 grudnia 2021 r.) jest obciążone ryzykiem niepowodzenia. W odniesieniu do polskiej części inwestycji Baltic Pipe, w ocenie NIK, nie ma obecnie podstaw do uznania, że zaistniałe przeszkody w jego budowie, skutkujące występującymi opóźnieniami lub odchyleniami w stosunku do planu bazowego powodują już nieuchronne przesunięcie terminu ukończenia budowy i uruchomienia infrastruktury przesyłu gazu poza rok 2022. Największe ryzyko nieukończenia robót budowlanych, a co za tym idzie niezapewnienia pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe do końca grudnia 2022 r. stanowi natomiast uchylenie decyzji środowiskowej dla duńskiej części gazociągu. Zdarzenie to było niezależne od Gaz-Systemu. Gaz-System monitoruje postęp prac po stronie duńskiej, w tym sytuację zaistniałą po uchyleniu ww. decyzji.

Rozbudowa Terminalu LNG przebiega obecnie w warunkach maksymalnie skróconych terminów realizacji poszczególnych procesów, tak aby utrzymać termin zakończenia inwestycji w grudniu 2021 r. Opóźnienia wygenerowane w fazie przygotowania i realizacji tej inwestycji spowodowały, że terminy czynności rozruchowo-odbiorowych zostały radykalnie skrócone, odrębny okres fazy odbiorów końcowych praktycznie wyeliminowany, zaś rezerwy czasowe zostały usunięte. Wystąpienie niepożądanych zdarzeń w Projekcie, wpływających w jakimkolwiek stopniu na termin realizacji, rodzi realne ryzyko niedotrzymania terminu końcowego. W ocenie NIK, zmiany wprowadzone w Projekcie SCV prowadzą do wydłużenia czasu jego realizacji o cztery miesiące.

Interkonektory gazowe Polska – Litwa i Polska – Słowacja, mimo występujących trudności generujących spowolnienie prac, są realizowane bez znaczących opóźnień w stosunku do przyjętego harmonogramu, w tempie niezagrażającym ukończeniu gazociągu Polska – Słowacja do końca sierpnia 2022 r., zaś gazociągu Polska – Litwa do końca 2022 r. Towarzyszące tym inwestycjom odchylenia od planu bazowego były obsługiwane przez Gaz-System na bieżąco, natomiast w stosunku do zdiagnozowanych ryzyk podejmowano środki zaradcze, które niwelowały trudności mające wpływ na terminowość bieżącej realizacji.

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

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁴ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Działania związane z przygotowaniem i realizacją Projektu Baltic Pipe⁵

Opis stanu faktycznego

Projekt Baltic Pipe jest realizowany we współpracy Gaz-System i Energinet – duńskim operatorem systemu przesyłowego gazu i energii. Uruchomienie przesyłu gazu planowane jest na dzień 1 października 2022 r. Polski składnik programu podzielony jest na dwie części, które stanowią komponent Offshore – Projekt PL1 (gazociąg podmorski) oraz komponent Onshore – Projekty od PL2 do PL6 (inwestycje lądowe), w skład, których wchodzi:

- Gazociąg łączący gazociąg podmorski z polskim systemem przesyłowym (PL2),
- Gazociąg Goleniów – Lwówek (PL3), realizowany w podziale na Etap I Goleniów – Ciecierzycy oraz Etap II Ciecierzycy – Lwówek,
- Tłocznia Gazu Goleniów (PL4),
- Tłocznia Gazu Odolanów (PL5),
- Tłocznia Gazu Gustorzyn (PL6).

(akta kontroli str. 469-471, 481)

HARMONOGRAM ORAZ PRACE PRZYGOTOWAWCZE

W czerwcu 2017 r. Gaz-System i Energinet podpisały Umowę Ramową⁶ regulującą zasady współpracy oraz odpowiedzialności pomiędzy stronami w pierwszej fazie realizacji projektu. Zakończyło to etap studialny i koncepcyjny projektu Baltic Pipe oraz przejście do jego fazy realizacyjnej. Wówczas powstały pierwsze harmonogramy poszczególnych projektów wchodzących w skład części Programu Baltic Pipe realizowanej przez Gaz-System. Wskazane wyżej harmonogramy były podstawą do opracowania wspólnego harmonogramu będącego załącznikiem do Umowy Budowlanej⁷, która została zawarta w dniu 20 listopada 2018 r.

Ogólny Harmonogram Projektu Baltic Pipe⁸ stanowi Załącznik nr 6 do UB. Załącznik nr 7 do UB to Lista Krytycznych Kamieni Milowych. Dwa powyższe załączniki zawierają najważniejsze daty dla realizacji Baltic Pipe i ukończenia go do dnia 1 października 2022 r.

W dniach 9 i 14 listopada 2018 r. organy korporacyjne Gaz-System wyraziły zgody na zawarcie UB⁹, w wyniku tego Harmonogram, jako element UB, podlegał zatwierdzeniu przez organy korporacyjne, w tym przez Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, działającego w imieniu właściciela Spółki – Skarbu Państwa¹⁰.

Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora Pionu Strategicznych Inwestycji¹¹ analogiczne działania, zgodnie z ładem korporacyjnym spółki Energinet, zostały

⁴ 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.

⁵ Gazociąg podmorski i rozbudowa polskiego systemu przesyłowego.

⁶ Ang. Framework Agreement. Dalej: UR.

⁷ Ang. Construction Agreement. Dalej: UB.

⁸ Dalej: Harmonogram.

⁹ Uchwała Zarządu nr 378/Z/2018 z dnia 09 listopada 2018 r., Uchwała Rady Nadzorczej nr 85/RN/2018 z dnia 9 listopada 2018 r., Uchwała Walnego Zgromadzenia nr 1 z dnia 14 listopada 2018 r.

¹⁰ Art. 12a, ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.).

¹¹ Pismo znak: PL.0800.2.2021.9 (2021-96699) z dnia 21 czerwca 2021 r.

podjęte po stronie duńskiej w celu przyjęcia przedmiotowej umowy. Zawarcie umowy UB było jednym z warunków podjęcia przez operatorów duńskiego oraz polskiego Decyzji Inwestycyjnej (ID – Investment Decision), określonych w UR.

Harmonogram podlegał dwukrotnej aktualizacji. W ramach ostatniej aktualizacji z dnia 28 lutego 2021 r. wprowadzono korekty do Harmonogramu wynikające z zawartych umów na prace budowlane (zarówno po stronie polskiej, jak i duńskiej) oraz naniesiono bieżące ustalenia Spółek, w zakresie harmonogramu wspólnego rozruchu technicznego (Overall Commissioning). Informacja w tym zakresie została przedstawiona na posiedzeniu Komitetu Sterującego w dniu 11 czerwca 2021 r. W trakcie tego spotkania Gaz-System zasygnalizował konieczność ponownej oceny harmonogramu projektu i jego ewentualnej aktualizacji ze względu na uchylene w dniu 31 maja 2021 r. przez duńską Komisję Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności decyzji środowiskowej wydanej 12 lipca 2019 r. przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency – DEPA) dla projektu Baltic Pipe – części lądowej realizowanej przez spółkę Energinet w Danii. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora Pionu Strategicznych Inwestycji¹² strony mają powrócić do rozmów w tym zakresie, w miarę dostępności nowego harmonogramu prac po stronie Energinet, po dokonaniu uzgodnień z DEPA oraz wykonawcami poszczególnych odcinków duńskich przez Energinet. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora Pionu Strategicznych Inwestycji¹³ dwie dotychczasowe aktualizacje nie miały wpływu na datę ukończenia projektu Baltic Pipe określoną na dzień 1 października 2022 r. i były działaniem operacyjnym przewidzianym w UB. Wg stanu na 5 lipca 2021 r. (dzień przygotowania odpowiedzi na zapytanie NIK) nie dokonano żadnych zmian w zakresie Załącznika nr 7 do UB.

(akta kontroli str. 427-428, 942, pliki: 464-467 oraz pliki: 702-705, 921-923, 1061-1123)

W Harmonogramie ujęto działania niezbędne do przygotowania, wykonania i uruchomienia projektu Baltic Pipe oraz przewidziano czas na ich realizację a następnie dokonanie testów, rozruchu i odbiorów końcowych inwestycji oraz uzyskanie pozwoleń na użytkowanie. Następnie Gaz-System wykonał działania poprzedzające i przygotowujące realizację prac budowlanych rozbudowy i modernizacji polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego, tj. gazociągów lądowych i tłoczni gazu, w tym uzyskał wymagane zgody i pozwolenia, dokonał wyboru i zawarł umowy z dostawcami materiałów i urządzeń, wykonawcami prac oraz nadzorem.

(akta kontroli str. 301-313, 519-541, 542, pliki: 001-114, 562 (pliki: 001-057), 571 (pliki: 001-003), 574 (pliki: 001-005), 577 (pliki: 001-017), 582-583, 584 (plik: 001), 586-589, 932-941, 942 (pliki: 001-003), 030-544, 563-599, 3618-3619, 3659 (pliki: 035-077)

Analiza zaktualizowanego na dzień 28 lutego 2021 r. Harmonogramu realizacji Programu Baltic Pipe (projekty PL1-PL6), wykazała, że niektóre zadania¹⁴ zostały zrealizowane z opóźnieniem¹⁵ bądź ich wykonanie może się przesunąć w stosunku do terminów zawartych w planie bazowym. Opóźnienia te nie miały jednak istotnego

¹² Pismo znak: PL.0800.2.2021.9 (2021-96699) z dnia 21 czerwca 2021 r.

¹³ Pismo znak: PL.0800.2.2021.13 (2021-106004) z dnia 5 lipca 2021 r.

¹⁴ Projekt PL1 w przeliczeniu na dni kalendarzowe; Projekty PL2-PL6 w przeliczeniu na dni robocze.

¹⁵ Opóźnienie – tym określeniem Spółka posługuje się w odniesieniu do zadań, które są zakończone z przekroczeniem daty bazowej. Odchylenie – tego pojęcia używa Gaz-System w przypadku zadań, które nie są zakończone, ale przewidywane jest ich opóźnienie względem planu bazowego. Dla tych zadań podejmowane są działania zarządcze w celu zniwelowania odchylenia. Przez pojęcia optymalizacja harmonogramu/zmiana podejścia realizacyjnego Spółka definiuje reorganizację zadań w ramach zbiorczego pakietu prac, która w założeniu służy, jako działanie wyprzedzające, mające na celu zapewnienie sprawnej i terminowej realizacji danego pakietu prac, jako całości.

wpływu na następne fazy projektu ani datę jego zakończenia. W podziale na poszczególne Projekty PL1-PL6 przedstawia się to następująco:

a) Projekt PL1 Gazociąg podmorski

Przesunięcie terminów realizacji niektórych zadań, np. opracowania wyników dodatkowych badań środowiskowych, tłumaczeń dokumentacji technicznej na język polski, przygotowania niektórych elementów dokumentów oceny ofert lub dokumentacji, nie spowodowało opóźnień w uzyskaniu kompletu pozwoleń na budowę, uruchomieniu postępowania na wybór wykonawcy prac budowlano-montażowych (WRB) oraz układania gazociągu podmorskiego. Zmiany terminów wykonania tych zadań nie miały również wpływu na następne fazy projektu ani datę jego zakończenia.

(akta kontroli str. 1151-1180)

b) Projekt PL2 Gazociąg łączący gazociąg podmorski z polskim systemem przesyłowym

Opóźnienie opracowania projektu budowlanego o 87 dni roboczych, a w konsekwencji także opóźnienie jego zatwierdzenia oraz uzyskania pozwolenia na budowę (o 45 dni roboczych) z uwagi na zaplanowane bufory czasowe, nie miało wpływu na dalsze fazy projektu.

(akta kontroli str. 1146-1153, 1156-1158)

c) Projekt PL3 Gazociąg Goleniów – Lwówek (Etap I i II)

Wydłużenie fazy projektowania spowodowało opóźnienie opracowania projektu budowlanego o 120 dni roboczych, a w konsekwencji także opóźnienie jego zatwierdzenia oraz uzyskania pozwolenia na budowę (o 41-42 dni robocze), a także opracowania i zatwierdzenia projektu wykonawczego (100 dni roboczych). Z uwagi na zaplanowane bufory czasowe, opóźnienia te nie miały wpływu na dalsze fazy projektu.

Opóźnienie terminu zakończenia pierwszej dostawy rur (43 dni robocze), a także odchylenia terminów dostawy części materiałów, spawania liniowego i układania gazociągu na niektórych odcinkach (do 70 dni roboczych) z uwagi na wdrożone dostosowanie podejścia realizacyjnego (m.in. zmiany kolejności wykonywania odcinków przez WRB, wprowadzenie w lipcu 2021 r. dodatkowej grupy układającej gazociąg) nie miały wpływu na rozpoczęcie robót budowlanych, postęp prac budowlano-montażowych (np. na dzień 30 czerwca 2021 r. spawanie liniowe realizowane było z wyprzedzeniem względem planu – wypawano odcinek 25,3 km gazociągu Ciecierzycze – Lwówek, co stanowi 36,4% długości gazociągu; do tej daty planowano wykonanie na poziomie 33%) ani na datę zakończenia projektu.

(akta kontroli str. 1146-1150, 1157-1161)

d) Projekt PL4 Tłocznia Gazu Goleniów

Opóźnienie zatwierdzenia projektu wykonawczego o 88 dni roboczych, głównie z uwagi na konieczność wprowadzenia zmian wynikających z wpływającej dokumentacji od dostawcy agregatów sprężarkowych, nie ma wpływu na datę zakończenia projektu.

Odchylenie w montażu trzech komór technologicznych (m.in. w następstwie rozbicia prac na dwa etapy z ok. 3-miesięczną przerwą pomiędzy nimi) oraz przy budowie budynku administracyjnego w wymiarze do 160 dni roboczych wynika ze zmiany podejścia realizacyjnego WRB i nie ma wpływu na datę zakończenia projektu.

(akta kontroli str. 1146-1150, 1161-1164)

e) Projekt PL5 Tłocznia Gazu Odolanów

Opóźnienie zatwierdzenia projektu wykonawczego o 87 dni roboczych, głównie z uwagi na konieczność wprowadzenia zmian wynikających z wpływającej dokumentacji od dostawcy agregatów sprężarkowych, oraz planowane odchylenie zakończenia prac przy montażu kontenerowej stacji transformatorowej o 52 dni robocze, związane m.in. z wydłużeniem czasu dostawy przez producenta, nie mają wpływu na datę zakończenia projektu.

(akta kontroli str. 1146-1150, str. 1164-1168)

f) Projekt PL6 Tłocznia Gazu Gustorzyn

Opóźnienie podpisania umowy na zakup części materiałów o 114 dni roboczych nie ma wpływu na datę zakończenia projektu, jednakże wpływa na możliwość realizacji inwestycji w części branży elektrycznej, co przełoży się na kolejne odchylenia i możliwe opóźnienia realizacji niektórych robót montażowych. Na dzień 2 sierpnia 2021 r. w opracowaniu były optymalizacje harmonogramów WRB pozwalające na niwelowanie wielkości potencjalnych opóźnień.

Planowane opóźnienie zakończenia realizacji jednego z obiektów konstrukcyjno-budowlanej może wynieść ok. 55 dni robocze. W ramach działań naprawczych WRB zaangażował podwykonawcę i dodatkowych pracowników. Powyższe odchylenie nie ma wpływu na datę zakończenia projektu.

(akta kontroli str. 1146-1150, 1164-1168)

Na dzień 2 sierpnia 2021 r. Gaz-System nie identyfikował realnych zagrożeń dla realizacji Baltic Pipe w wymaganych terminach. Wskazane opóźnienia lub odchylenia i zmiany podejścia realizacyjnego podlegają lub podlegały (w przypadku już zakończonych zadań) stałym czynnościom zarządczym, adekwatnie do ich znaczenia i realnego wpływu na możliwości osiągania celów pośrednich (Raportowych Kamieni Milowych) oraz celu głównego, jakim jest osiągnięcie gotowości operacyjnej¹⁶ do eksploatacji infrastruktury Baltic Pipe w dniu 1 października 2022 r. Na wszystkich etapach realizacji projektów podejmowane były działania wynikające z zarządzania ryzykiem. Przegląd ryzyk odbywał się cyklicznie (nie rzadziej niż raz w miesiącu). Innym przykładowym działaniem prewencyjnym i interwencyjnym jest cykliczny przegląd harmonogramu pod kątem zagrożeń i odchyżeń (na bazie analizy bieżącego wykonania, wskaźników efektywności) pomiędzy Spółką, WRB a Wykonawcą Nadzoru Inwestorskiego (WNI), na którym poszukiwane są sposoby optymalizacji prac, w tym: wprowadzanie równoległej realizacji prac, przesuwania kolejności ich wykonania, zaangażowania większej liczby pracowników czy zaangażowania pracowników Gaz-System w działania optymalizujące (na przykład wcześniejsze rozpoczęcie przeglądu dokumentacji technicznej i wykonawczej, działania na rzecz przyspieszenia procedowania przez urzędy).

(akta kontroli str. 1146-1150, 1157-1158, 1160, 1163, 1165-1166, 1172-1176)

W dwóch przypadkach w odniesieniu do firm wykonujących projekty budowlane oraz projekty wykonawcze dla Projektów PL2 i PL3 Gaz-System naliczył kary umowne w związku z opóźnieniami przygotowania projektów wykonawczych, w łącznej wysokości 248,3 tys. zł. Spółka dokonała potrąceń kwot naliczonych kar z zapłaty kolejnych faktur wystawionych przez wykonawców.

(akta kontroli str. 1168-1169, 3764-3777)

WYBÓR DOSTAWCÓW I WYKONAWCÓW

Wykonawcy inwestycji wylaniani byli w drodze zamówień publicznych, które były prowadzone na podstawie ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień*

¹⁶ Szczegółowe informacje dotyczące uruchomienia Baltic Pipe zamieszczono w części dotyczącej sposobu monitorowania postępów inwestycji nadzorowanych przez Energinet.

*publicznych*¹⁷ oraz z wyłączeniem stosowania przepisów tej ustawy. Wyłączenia były dokonywane na podstawie art. 4 pkt 5 lit. b pzp, zgodnie z którym ustawy tej nie stosuje się, *jeżeli wymaga tego istotny interes bezpieczeństwa państwa*. Przesłanką wyłączenia była konieczność sprawnego wyłonienia wykonawców niektórych gazociągów oraz tłoczni gazu w związku z wygaśnięciem w roku 2022 umowy [...]¹⁸ na dostawy gazu. Decyzje o wyłączeniu konkretnego kontraktu spod ustawy pzp były podejmowane osobno dla poszczególnych inwestycji. W związku z zastosowanymi wyłączeniami nie stwierdzono nieprawidłowości. W przypadku wyłączenia pzp, Gaz-System stosowała regulaminy wewnętrzne zamówień publicznych, dedykowane dla poszczególnych projektów.

(akta kontroli str. 586-589, 907-908, 932-941)

Wybór wykonawców robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego w ramach projektów PL1-PL6 został dokonany na podstawie dedykowanych regulaminów udzielania zamówień w ramach Baltic Pipe, opracowanych przez Gaz-System po podjęciu decyzji o odstąpieniu od stosowania przepisów ustawy pzp z uwagi na istotny interes bezpieczeństwa państwa. Regulaminy określały zasady postępowania komisji przetargowej oraz dysponenta środków, które zostały ustalone w sposób zapewniający konkurencyjność postępowania, jego transparentność, a także przewidywały środki odwoławcze przysługujące oferentom na decyzje komisji przetargowej podejmowane w trakcie postępowania.

Wybór dostawców izolowanych rur, armatury, kształtek oraz łuków w ramach PL2-PL6 został dokonany na podstawie przeprowadzonych postępowań w wyniku zawartych umów ramowych, jak również na podstawie otwartych postępowań przetargowych opartych na przepisach ustawy pzp. Kryteria jakościowe wyboru oferty zapewniono w dokumentacji przetargowej, tj. SIWZ wraz z załącznikami, w wymaganiach Zamawiającego – procedurach i wytycznych wewnętrznych, a także poprzez kryteria udziału w postępowaniu (kryteria wyboru ofert: finansowe, techniczne, zasoby kadrowe, referencje).

(akta kontroli str. 973 (pliki 589-598), 1128-1136, 3618, 3619, 3659 (pliki: 35-51))

Weryfikacja jakości realizowanych prac i dostaw

System weryfikacji jakości dostarczonych materiałów w ramach dostaw inwestorskich oraz wykonania robót przez wykonawców, rozpoczął się od ustanowienia odpowiednich wymagań w postępowaniach o zamówienia publiczne w odniesieniu do technicznych uwarunkowań wykonania rur, armatury i robót budowlanych oraz kwalifikacji zawodowych i doświadczenia osób zatrudnianych po stronie wykonawców i dostawców.

Kontrakt na wykonanie i dostawę rur zobowiązuje dostawcę do bieżącego dokonywania kontroli jakości produkcji rur. Ponadto, nadzór nad produkcją i dostawami rur prowadzi wyspecjalizowana firma, której inspektorzy w raportach dziennych szczegółowo opisują proces dostarczania materiałów.

W przypadku nadzoru jakościowego nad realizacją robót, trzy firmy pełniące funkcję nadzoru inwestorskiego, dokonują odbioru robót podpisując protokoły lub dokonując wpisów do Dziennika Budowy oraz podpisując stosowne raporty dzienne zweryfikowane przez inspektorów. Dla wybranych przykładowych robót: układania

¹⁷ Dz. U. z 2019, poz. 1843 ze zm. Dalej: pzp.

¹⁸ Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2176, ze zm.) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913, ze zm.) wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie przedsiębiorcy OGP Gaz-System SA.

W dalszej części wystąpienia w miejscach oznaczonych jako „[...]” dokonano wyłączenia informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa na tej samej podstawie prawnej.

gazociągu na dnie morza, wykonania iniekcji¹⁹ obwodowej rur mikrotunelu²⁰ po stronie polskiej oraz pogłębienia i wyrównania trasy przebiegu rurociągu przed układaniem, inspektorzy podpisali stosowne protokoły i raporty. Złożenie podpisu stanowiło zatwierdzenie wykonania tych elementów robót bez wad.

(akta kontroli str. 1124-1143, 3523-3531)

W odniesieniu do projektów lądowych PL2-PL6 weryfikacja jakości realizowanych prac budowlanych odbywała się na podstawie stosownych wymagań Gaz-System. W ramach realizacji umów WRB są zobowiązani do opracowania i zatwierdzenia dokumentacji jakościowej obejmującej m.in: Plan Realizacji Budowy, Plan Zapewnienia Jakości (PZJ), Plan Zadań Ochronnych Środowiska, Plan Gospodarki Odpadami, Plan Bezpieczeństwa i Ochrony Zdrowia (BIOZ), Plan Zakupów.

WRB są zobowiązani do uzyskania zatwierdzenia przez WNI oraz Gaz-System zakupu materiałów kluczowych, których wykaz stanowi załącznik do umowy. Materiały niekluczowe wymagają każdorazowej akceptacji przez WNI, który jest zobowiązany do zaopiniowania i zatwierdzenia każdego z ww. dokumentów jakościowych, które następnie podlegają zatwierdzeniu przez Gaz-System.

Odbiory zadań prowadzone są na kolejnych etapach realizacji inwestycji zgodnie ze wskazanymi w umowie rodzajami odbiorów robót zanikających, odbiorów częściowych, odbiorów technicznych, końcowych i kontraktowych.

W przypadku stwierdzenia, że dany materiał proponowany do zakupu przez WRB nie spełnia wymagań projektowych wnioski jest odrzucany przez WNI lub Gaz-System, a w przypadkach niejednoznacznych zasięgana jest dodatkowo opinia WNA. W szczególnych przypadkach w razie braku dostępności określonego materiału na rynku, Spółka dopuszcza odstępstwa od wymagań przedstawionych w dokumentacji projektowej po potwierdzeniu przez WNA i WNI, że dany materiał będzie spełniać wymagania funkcjonalne przewidziane dla danego zakresu robót i jego zastosowanie nie doprowadzi do obniżenia jakości wybudowanych obiektów.

(akta kontroli str. 1131-1133)

Podwykonawstwo

W przypadku Projektów PL2-PL6 procedura akceptacji Podwykonawców przewidzianych do zaangażowania w ramach realizacji budowy przez WRB została opisana w umowach. WRB uzgodnili z Gaz-System wzory umów z podwykonawcami oraz dalszymi podwykonawcami. WRB posiadają swobodę w zakresie wyboru podmiotów, z którymi prowadzą negocjacje wykonania części prac podzlecanych w ramach realizacji kontraktu. Następnie WRB przedstawia do akceptacji Gaz-System wnioski o zatwierdzenie podwykonawcy lub dalszego podwykonawcy na formularzu ustalonym w Planie Zapewnienia Jakości. Wniosek podlega weryfikacji przez WNI w zakresie zgodności z zatwierdzonym wzorem umowy z podwykonawcami, umową Gaz-System z WRB, oraz z przepisami prawa. W przypadku Projektu PL1 umowa zawiera listę kluczowych podwykonawców. Lista i jej zmiany wymagają uprzedniej zgody Gaz-System.

(akta kontroli str. 1132-1135)

REALIZACJA INWESTYCJI BALTIC PIPE

Komponent Offshore (PL1) jest realizowany w oparciu o umowy główne, tj. umowa na wykonanie robót budowlanych zawarta w dniu 30 kwietnia 2019 r. z firmą Saipem Limited oraz trzy umowy ramowe na nadzór inwestorski²¹. Równolegle realizowane

¹⁹ Wtłaczanie betonu do miejsca wypełnienia pod ciśnieniem.

²⁰ Obiekt budowlany, wyprowadzający gazociąg na brzeg morza, bez konieczności wyprowadzania go po istniejącym nabrzeżu (po plaży).

²¹ Szczegółowe informacje na temat nadzoru inwestorskiego zamieszczono w części dotyczącej nadzoru nad robotami.

były umowy na dostawy rur oraz nadzór nad ich produkcją i kontrolą dostarczenia rur do miejsca składowania²². Umowa na dostawę rur została podpisana w dniu 9 stycznia 2020 r., natomiast na nadzór jakościowy w dniu 10 kwietnia 2020 r. Ponadto, na potrzeby budowy podmorskiego odcinka gazociągu Baltic Pipe, Gaz-System zawarł umowy na inne usługi, niezbędne przy tego typu pracach, w tym dostawy kabli zasilających, system monitoringu statków, nadzór środowiskowy.

Zaawansowanie finansowe kontraktu na budowę podmorskiego odcinka Baltic Pipe na dzień 31 maja 2021 r. wynosiło 5,5%, natomiast zaawansowanie rzeczowe – 26%. Na dzień 31 lipca 2021 r. zaawansowanie finansowe wynosiło 11,6%, natomiast zaawansowanie rzeczowe – 48%. Do dnia 31 maja 2021 r. zakończyły się dostawy rur na budowę podmorskiego odcinka Baltic Pipe.

Przed rozpoczęciem prac nad projektowaniem gazociągu Baltic Pipe w 2017 r. Gaz-System przeprowadził procedurę Open Season²³, która miała na celu ustalenie wielkości zapotrzebowania na nowe przepustowości sieci przesyłowej gazu ziemnego. W wyniku przeprowadzonej procedury OS, Gaz-System przydzielił przepustowość w kierunku przesyłu z Danii do Polski, jako punktu wejścia do polskiego systemu przesyłowego w wielkości 10,6 mln kW/h na okres 15 lat licząc od 1 października 2022 r. Przepustowość ta została przydzielona jednemu podmiotowi – PGNiG S.A., z którym zawarta została umowa przesyłowa (Warunkowy PP/PZ – Warunkowy Przydział Przepustowości i Przydział Zdolności). Pozostała nieprzydzielona przepustowość będzie przydzielana według standardowych procedur alokacji przepustowości realizowanych przez Gaz-System, w uzgodnieniu z Energinet. W związku z faktem, że inwestycja Baltic Pipe jest obciążona znaczącym ryzykiem opóźnień, w Warunkowym PP/PZ są postanowienia pozwalające na przesunięcie terminu rozpoczęcia świadczenia usługi względem ustalonej, przypadającej na 1 października 2022 r. Przyczyny opóźnienia są jednak ściśle określone w katalogu okoliczności uprawniających do takiego opóźnienia. Są to między innymi: konieczne do wykonania działania związane z ochroną środowiska, nieprzewidywalne warunki fizyczne naturalne i powstałe z winy człowieka, przyczyny geologiczne lub archeologiczne, wszelkie zmiany obowiązującego prawa w Polsce lub w innym kraju, przez którego terytorium biegnie Baltic Pipe. Niezależnie od przedstawionego powyżej katalogu okoliczności, Warunkowy PP/PZ daje Gaz-Systemowi prawo do przesunięcia terminu rozpoczęcia świadczenia usług o 24 miesiące, na podstawie pisemnego zawiadomienia. Dodatkowo, Gaz-System może samodzielnie przesunąć termin udostępnienia zwiększonej przepustowości ze względu na opóźnienia po stronie duńskiego partnera Energinet. Te trzy możliwości przesunięcia terminu są od siebie niezależne, co oznacza, że Gaz-System może skorzystać z katalogu okoliczności lub pisemnego zawiadomienia, jako dodatkowego opóźnienia oraz z samodzielnego przesunięcia ze względu na opóźnienia, za które odpowiedzialność ponosi Energinet. Rekompensatą za opóźnienie wobec odbiorcy będzie przesunięcie okresu 15 lat, które będzie mógł wykorzystać PGNiG, niezależnie od momentu uruchomienia gazociągu Baltic Pipe. W przypadku opóźnienia ze względu na okoliczności wymienione w katalogu Warunkowego PP/PZ²⁴, Gaz-System jest zobowiązany do bieżącego informowania PGNiG o nowym terminie uruchomienia gazociągu. W przypadku opóźnienia z dowolnej przyczyny (24 miesiące)²⁵ – 6 miesięcy przed terminem uruchomienia, natomiast z przesunięcia terminu

²² jw.

²³ Procedura ta wiąże się z przeprowadzeniem konsultacji z potencjalnymi odbiorcami o prognozowanym zapotrzebowaniu na gaz wraz ze złożeniem przez nich wiążących długoterminowych deklaracji związanych z inwestycją w Baltic Pipe. Dalej również OS.

²⁴ Pkt 4.5 Warunkowego PP/PZ.

²⁵ Pkt 4.6 Warunkowego PP/PZ.

z powodu opóźnień po stronie Energinet²⁶ – Strony nie uzgodniły minimalnego wyprzedzenia na przekazanie stosownych informacji do PGNiG. Zgodnie z wyjaśnieniem Spółki, w dniu 15 lipca 2021 r. PGNiG otrzymało kolejny raport kwartalny, w którym zamieszczono informację o uchyleniu decyzji środowiskowej w Danii oraz że Gaz-System oczekuje na aktualizację harmonogramu prac przez Energinet.

Szczegółowe opóźnienia w wybranych elementach projektu opisano w części dotyczącej harmonogramu skonsolidowanego.

Gazociąg podmorski Baltic Pipe krzyżuje się z gazociągiem Nord Stream i będącym w budowie Nord Stream II. Prace na tych skrzyżowaniach realizowane są na podstawie tak zwanych umów crossingowych²⁷. Gaz-System wykonał skrzyżowania z NS i NSII, niemniej jednak pozostaje do ułożenia wynikający z umów crossingowych, nasyp skalny na ułożonych skrzyżowaniach gazociągów. Rozpoczęcie eksploatacji gazociągu podmorskiego Baltic Pipe (wraz z odcinkami na ww. skrzyżowaniach) nastąpi po uzyskaniu pozwoleń na użytkowanie od właściwych organów administracyjnych, po zakończeniu inwestycji. Natomiast zobowiązania wynikające z umów crossingowych stanowią zagadnienie realizowane na płaszczyźnie kontraktowej (pomiędzy stronami).

(akta kontroli str. 592-594, 944 (plik 27), 945 (plik 35, 40), 1151-1180, 3532, 3653-3655, 3638-3647)

Komponent Onshore realizowany jest w ramach sześciu umów na roboty budowlane, zawartych z WRB w okresie od 13 lipca do 30 listopada 2020 r. Na dzień 31 lipca 2021 r. zaawansowanie rzeczowe w komponencie lądowym PL2-PL6 wyniosło łącznie 53,6%. W podziale na poszczególne projekty zaawansowanie rzeczowe procentowe (dotyczy wszystkich zadań w harmonogramie) stanowiło dla: PL2 – 56,3%, PL3 Etap I – 71,0%, PL3 Etap II – 37,7%, PL4 – 45,6%, PL5 – 51,4%, PL6 – 42,7%. Zaawansowanie rzeczowe WRB wyniosło: PL2 – 27,0%, PL3 Etap I – 39,0%, PL3 Etap II – 34,0%, PL4 – 13,0%, PL5 – 22,0%, PL6 – 8,0%.

Na dzień 25 sierpnia 2021 r. wszystkie dostawy dotyczące Projektów PL2-PL6 zostały w całości zrealizowane. Dostawy kluczowe były realizowane w ramach dostaw inwestorskich. Pozostałe dostawy, realizowane przez WRB nie dotyczyły dostaw kluczowych.

(akta kontroli str. 499-505, 3663 (plik 102, 103, 104), 3530, 3534-3615, 3618-3619)

NADZÓR NAD REALIZACJĄ PROJEKTU BALTIC PIPE

Nadzór nad Komponentem Offshore (PL1) jest realizowany na podstawie umów pomocniczych, w tym trzech umów ramowych na nadzór inwestorski nad robotami na lądzie i na morzu, zawartych w dniu 31 lipca 2020 r.. W dniu 10 kwietnia 2020 r. podpisana została umowa na nadzór nad produkcją rur i kontrolą ich dostarczenia do miejsca składowania.

(akta kontroli str. 3523-3531)

Na poszczególnych etapach realizacji inwestycji PL2-PL6 nadzór inwestorski sprawowany był przez podmioty, z którymi umowy zawarto w okresie od 17 lipca do 30 października 2020 r. W wyniku sprawowanego nadzoru stwierdzono następujące przypadki niezgodności realizacji budowy z projektem i pozwoleniem na budowę:

Projekt PL2

W toku realizacji nadzoru inwestorskiego i autorskiego stwierdzono przypadki niezgodności realizacji budowy z projektem. Firma wykonująca nadzór inwestorski

²⁶ Pkt 4.7 Warunkowego PP/PZ.

²⁷ Umowy podpisane ze spółkami odpowiadającymi za budowę gazociągów Nord Stream i Nord Stream II, których udziałowcem jest Gazprom. Dalej również NS i NSII.

sporządziła w tej sprawie tzw. Raporty Interwencyjne nr 24 z dnia 21 czerwca 2021 r. oraz nr 25 z dnia 21 czerwca 2021 r. Zgodnie z zaleceniami WNI, skutki wykonanych nieprawidłowo prac zostały częściowo usunięte przez Wykonawcę, a teren doprowadzono do stanu pierwotnego. W pozostałej części, zgodnie z wyjaśnieniami Wykonawcy, prowadzone były dalsze uzgodnienia.

Projekt PL3

W toku bieżącej kontroli postępów i jakości usługi świadczonej przez WNI oraz WRB, Gaz-System stwierdził uchybienia w obszarze zapewnienia jakości nad realizacją przedmiotowej inwestycji. Gaz-System wystosował do WRB i WNI Etap I Wezwanie do należytego wykonywania umowy. Stwierdzono potrzebę wzmocnienia zespołu WNI i odsunięcia od wykonywania umowy tych osób, wobec których odnotowano zastrzeżenia do sposobu sprawowania nadzoru. Na wniosek Spółki dokonano zmian w składzie Personelu Stałego WNI na stanowisku Eksperta Nadzoru ds. Systemu Zapewnienia Jakości, na stanowisku Kierownika Kontraktu oraz Zastępcy Kierownika Kontraktu. WRB podjął działania zmierzające do poprawy jakości dokumentowania prac i usprawnienia pracy Zespołu Kontroli Jakości. Prace te są monitorowane przez WNI, a także przez Gaz-System.

W toku realizacji nadzoru inwestorskiego i autorskiego nie stwierdzono przypadków niezgodności realizacji budowy z projektem i pozwoleniem na budowę, przepisami oraz zasadami wiedzy technicznej, czy zastosowania wyrobów budowlanych wadliwych i niedopuszczonych do stosowania w budownictwie²⁸.

(akta kontroli str. 499-505, 1178-1190)

BUDŻET PROJEKTU I STOPIEŃ JEGO WYKORZYSTANIA

W 2015 r. projekt Baltic Pipe otrzymał dofinansowanie w wysokości 400 tys. EUR na realizację studium wykonalności w ramach umowy²⁹ zawartej z Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci³⁰. Dnia 4 kwietnia 2018 r. w ramach procesu rozliczenia INEA zaakceptowała wszystkie wydatki przedstawione przez Spółkę do refundacji. Z tego tytułu do Gaz-System wpłynęło 374 747,90 EUR. INEA nie zgłosiła uwag w trakcie procesu rozliczania przedmiotowej umowy.

W latach 2017-2018 projekt Baltic Pipe otrzymał na realizację prac projektowych dofinansowanie w wysokości 51,4 mln EUR w ramach dwóch umów zawartych z INEA. Na dzień 9 sierpnia 2021 r. powyższe umowy grantowe nie zostały rozliczone, ponieważ terminy złożenia końcowych raportów upływają odpowiednio w dniu 31 sierpnia 2021 r. oraz 30 listopada 2021 r.

W dniu 15 kwietnia 2019 r. Gaz-System podpisał z INEA umowę na dofinansowanie prac budowlanych dla Baltic Pipe w wysokości 215 mln EUR. W Spółce zapewniono prawidłowość kwalifikowania i rozliczania środków finansowych otrzymanych z funduszy unijnych poprzez wprowadzenie i stosowanie: *Polityki rachunkowości – Zasady rachunkowości dla projektów współfinansowanych ze środków UE oraz Regulaminu realizacji i rozliczania projektów inwestycyjnych dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej*, który reguluje problematykę związaną z realizacją inwestycji dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej, w tym określa zakresy obowiązków i uprawnień poszczególnych jednostek organizacyjnych, których zadania bezpośrednio lub pośrednio wiążą się ze zobowiązaniami Gaz-System wynikającymi z umów o dofinansowanie.

²⁸ Pismo znak: PL.0800.2.2021.23 (2021-122524) z dnia 2 sierpnia 2021 r.

²⁹ Nr: INEA/CEF/ENER/M2015/1038519.

³⁰ Innovation and Networks Executive Agency (INEA) - zarządza unijnymi programami w dziedzinie transportu, energii i telekomunikacji. Obecnie European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA).

Do dnia 25 sierpnia 2021 r. nie były prowadzone w Spółce kontrole zewnętrzne związane z wydatkowaniem środków unijnych na realizację Programu Baltic Pipe.

(akta kontroli str. 1126, 3403-3500, 1127)

Zgodnie z danymi przekazanymi przez Spółkę całkowity zaplanowany budżet na realizację inwestycji Baltic Pipe wynosił 5 697,2 mln zł, w tym na budowę PL1 zaplanowano 2 907,3 mln zł, tj. 51,0% ogólnego budżetu, natomiast na wykonanie odcinków PL2-PL6 zaplanowano kwotę 2 789,9 mln zł, co stanowi 49,0% budżetu³¹. Na dzień 31 maja 2021 r. łączne wykonanie nakładów na realizację (w ujęciu memoriałowym) wyniosło 1 516,9 mln zł, tj. 26,6% kwoty zaplanowanej. Na dzień 31 lipca 2021 r. wykonanie wyniosło 2 193,8 mln zł, tj. 38,5% łącznie zaplanowanych nakładów, z czego na realizację odcinka PL1 wydatkowano – 1 393,0 mln zł (63,5% poniesionych wydatków), na realizację odcinków PL2-PL6 wydatkowano 800,8 mln zł (36,5% poniesionych wydatków). Łączne wykonanie wydatków w podziale na źródła ich pochodzenia wyniosło: środki unijne³² – 294,0 mln zł, tj. 13,4% ogólnej kwoty poniesionych wydatków, środki własne Spółki – 1 215,7 mln zł, tj. 55,4% wydatków, kredyty – 684,1 mln zł, tj. 31,2% wydatków.

(akta kontroli str. 3624-3625)

MONITOROWANIE TERMINOWOŚCI REALIZACJI TRZECH PROJEKTÓW SKŁADOWYCH BALTIC PIPE, ZA KTÓRYCH REALIZACJĘ ODPOWIADA ENERGINET

Podpisana w dniu 20 listopada 2018 r. UB między Gaz-Systemem a Energinetem, reguluje zasady współpracy między tymi dwoma podmiotami przy budowie gazociągu Baltic Pipe, określając 3 rodzaje terminów dla:

1. Decyzyjnych Kamieni Milowych³³,
2. Czynności projektowych³⁴,
3. Krytycznych Kamieni Milowych³⁵, na które składają się Decyzyjne Kamienie Milowe oraz niektóre Czynności Projektowe.

Podstawową zasadą UB jest, że żadna ze stron nie pełni roli nadrzędnej nad drugą. Nie ma możliwości ustanawiania zobowiązań, tak wyraźnych, jak i dorozumianych, ani występowania w imieniu drugiej strony, bez jej zgody. Każda ze stron ponosi koszty inwestycji we własnym zakresie z wyjątkiem budowy Tłoczni Everdrup³⁶, za której budowę odpowiedzialny jest Energinet. Jednak koszty jej budowy do limitu 140 mln EUR pokrywane są w stosunku 64% Gaz-System i 36% Energinet. Koszty budowy tłoczni wykraczające ponad kwotę 140 mln EUR, pokrywa wyłącznie Energinet.

[...] Komitetu Sterującego³⁷ [...]. Jedną z ważniejszych kwestii było uzyskanie przez strony UB niezbędnych pozwoleń³⁸ umożliwiających przejście do etapu budowy

³¹ W przypadku Tłoczni Gustorzyn, Odolanów, Goleniów do Programu Baltic Pipe zostanie zaalokowany procent nakładów zgodnie z ustalonymi mocami dla tych zadań. Klucz alokacji nakładów tłoczni do Programu Baltic Pipe: PL4 – 48%, PL5 – 46,7%, PL6 – 75%. Zadanie PL6 jest dofinansowane ze środków UE w ramach projektu Polska – Litwa (GIPL) na podstawie umowy z INEA z dnia 15 października 2021 r.

³² Środki UE dotyczą zaliczek, jakie do dnia 31 lipca 2021 r. uzyskał Gaz-System na bazie zawartych umów grantowych. Finalne rozliczenie zaliczek na poszczególne projekty zostanie dokonane w przyszłości.

³³ Ang. Decision Milestones.

³⁴ Project Activities.

³⁵ Critical Milestones.

³⁶ Jeden z trzech elementów UB, w której skład wchodzi budowa realizowana na terenie Danii i morza Północnego, realizowana przez Energinet, Budowa Baltic Pipe na dnie morza Bałtyckiego, realizowana przez Gaz-System, Budowa Tłoczni Everdrup realizowana przez Energinet, finansowana wspólnie przez Energinet i Gaz-System.

³⁷ Komitet Sterujący, organ ustanowiony na mocy UB mający swoich przedstawicieli zarówno z Energinet, jak i z Gaz-System. Dalej również KS.

gazociągu Baltic Pipe oraz Tłoczni Gazu Everdrup. W dniu 28 listopada 2019 r. Energinet przedłożył oświadczenie CC, potwierdzające uzyskanie wszelkich zgód o oddziaływaniu na środowisko dla połączenia norweskiego, rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego i tłoczni gazu Everdrup³⁹ oraz pozwolenia oparte na duńskiej dyrektywie Landsplandirektiv w odniesieniu do rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego i TG Everdrup.

Rozdział 7 UB określa organy zarządzające projektem i przydziela im stosowne kompetencje. Dla przedmiotowego projektu kluczowe funkcje pełnią:

1. Komitet Sterujący (KS), którego zadaniem jest stały nadzór nad projektem Baltic Pipe oraz decydowanie w sprawach kluczowych dla projektu. Spotkania KS odbywają się raz na kwartał.

Podstawowym wspólnym z Energinet narzędziem oceny terminowości realizacji Baltic Pipe są uzgodnione przez Strony terminy Krytycznych Kamieni Milowych. Krytyczne Kamienie Milowe są ustalane, poddawane regularnemu przeglądowi i aktualizowane przez KS. Na każdym posiedzeniu KS, obie Strony szczegółowo prezentują niedawno ukończone zadania, zadania w trakcie realizacji oraz następne planowane działania, umieszczając je na osi czasu i nakładając aktualny etap realizacji na terminy Krytycznych Kamieni Milowych i Decyzyjnych Kamieni Milowych. Załączana jest dokumentacja fotograficzna, a Strony omawiają postępy w pracach poszczególnych Wspólnych Grup Roboczych, a także ewentualne problemy lub przeszkody w realizacji, jeśli takie wystąpiły.

2. Dyrektorzy Programu

Do obowiązków i uprawnień Dyrektorów Programu należą między innymi nadzór, koordynowanie i podejmowanie decyzji we wszystkich sprawach związanych z Programem, w tym dotyczących kluczowych ryzyk i zarządzania kluczowymi kwestiami, z wyjątkiem tych, które są wyraźnie przypisane do Sponsora Programu lub do Komitetu Sterującego.

W ramach bieżącego nadzoru nad realizacją projektu odbywają się regularne (zwykle 2 razy w miesiącu lub częściej) spotkania Dyrektorów Programu, podczas których omawiają oni szczegółowo postęp prac po każdej ze Stron, najważniejsze zagrożenia dla realizacji projektu, jak również szereg zagadnień wymagających wspólnych decyzji oraz tematów organizacyjnych.

3. Wspólne Grupy Robocze⁴⁰

Umowa CA przewiduje możliwość ustanowienia Wspólnych Grup Roboczych. Dyrektorzy Programów mogą w ramach powierzonych im kompetencji zadecydować o przekazaniu - w odniesieniu do ich strony - uprawnień do podejmowania decyzji w określonym obszarze dotyczącym projektu Baltic Pipe na rzecz takiej grupy. W strukturze Baltic Pipe funkcjonuje 11 JWG.

Z uwagi na obowiązek ponoszenia części kosztów TG Everdrup, Gaz-System, posiada dodatkowo uprawnienia w zakresie monitorowania postępów w realizacji prac przy jej budowie. Działając, jako Zainteresowany Obserwator, którego uprawnienia zostały określone w umowie UB, Gaz-System aktywnie uczestniczył w procesie realizacji TG Everdrup, w szczególności:

³⁸ Construction Confirmation – oświadczenie o uzyskaniu niezbędnych pozwoleń administracyjnych, dalej również: CC.

³⁹ Dalej: TG Everdrup.

⁴⁰ Joint Working Group, dalej również JWG.

- a) uczestniczył w opiniowaniu dokumentacji projektowej oraz uczestniczył w przeglądach odbywających się w siedzibie Energinet;
- b) był obecny na spotkaniach z oferentami oraz przekazywał opinie i sugestie dotyczące przedstawionych ofert, na etapie postępowania przetargowego;
- c) brał czynny udział w pracach projektowych poprzez opiniowanie dokumentacji projektowej, uczestnictwo w cotygodniowych spotkaniach z wykonawcą dotyczących postępu spraw projektowych, współpracy z poddostawcami, w kwestiach jakościowych. Zainteresowany Obserwator ma dostęp do repozytorium projektu prowadzonym przez Energinet, w którym przechowywane są dokumenty projektowe - raporty z postępu prac, raporty dzienne z placu budowy, raporty przygotowywane przez Wykonawcę, zgłaszane roszczenia i wnioski o płatności, propozycje zmian;
- d) nadzoruje dostawę zestawów sprężarkowych poprzez uczestnictwo w regularnych spotkaniach z dostawcą (firmą Siemens), opiniując dokumentację dostarczaną przez Siemens, uczestnicząc osobiście lub zdalnie w testach i odbiorach sprężarek i urządzeń pomocniczych;
- e) prowadzi comiesięczne spotkania grupy roboczej dedykowanej śledzeniu postępu prac przy realizacji TG Everdrup, w której uczestniczą kierownicy projektu ze strony Energinet raportujący postęp prac oraz ryzyka. Dodatkowo, w maju 2021r., odbyła się wizyta na terenie budowy, aby na miejscu ocenić postęp prac.

Szczegółowe informacje o postępach w budowie TG Everdrup przekazywane są Zainteresowanemu Obserwatorowi, Gaz-System, na bieżąco i w ramach posiedzeń dedykowanej temu komponentowi JWG dotyczącej Everdrup, które odbywają się co najmniej raz w miesiącu. Na dzień 30 kwietnia 2021 r., w związku z budową TG Everdrup, Gaz-System wypłacił Wykonawcy kwotę łączną 122 894 074 zł, w stosunku do całego udziału, wynoszącego 390 284 699 zł, co daje zaawansowanie finansowe na poziomie 31,5% udziału Gaz-System.

4. Ryzyka Wspólne Projektu

Gaz-System i Energinet prowadzą rejestr Ryzyk Wspólnych Baltic Pipe, w którym znaczące miejsce zajmują ryzyka dla terminowej realizacji projektu. Rejestr ten jest zarządzany przez menadżerów ryzyk nominowanych przez obie Strony, w ścisłej współpracy z właścicielami (pracownikami merytorycznie odpowiedzialnymi za dany obszar) poszczególnych ryzyk po każdej ze Stron. Rejestr Ryzyk Wspólnych Programu Baltic Pipe jest aktualizowany w ujęciu kwartalnym, a główne rezultaty każdej z aktualizacji są raportowane do KS. Jednym z Ryzyk Wspólnych jest m.in. ryzyko opóźnienia prac budowlanych związane z pandemią COVID-19, będące w ostatnim roku przedmiotem intensywnej współpracy i wymiany doświadczeń między Stronami, w tym w ramach JWG HSE⁴¹.

W uzupełnieniu powyższego, na podstawie publicznie dostępnych informacji (przede wszystkim w Danii), raportów informacyjnych dostępnych GAZ-SYSTEM oraz informacji regularnie zbieranych w toku bieżącej współpracy z Energinet (posiedzenia JWGs, inne bieżące kontakty z przedstawicielami i współpracownikami GAZ-SYSTEM bezpośrednio w Danii), prowadzony jest stały monitoring postępów prac po stronie Energinet w zakresie ww. trzech projektów składowych.

W dniu 31 maja 2021 r. Duńska Komisja Odwoławcza ds. Środowiska i Żywności uchyliła decyzję środowiskową z dnia 12 lipca 2019 r., wydaną przez Duńską

⁴¹ Grupa Robocza zajmująca się sprawami BHP.

Agencję Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency)⁴², dla części lądowej Baltic Pipe, realizowanej przez Energinet w Danii. W dniu 18 czerwca 2021 r. Energinet uzyskał zgodę DEPA na wznowienie prac na pięciu z ośmiu elementów gazociągu. Natomiast wymóg wstrzymania prac do czasu uzyskania nowej decyzji środowiskowej dotyczył trzech odcinków gazociągu:

1. Gazociągu lądowego na wschodniej Jutlandii, od Egtved do Cieśniny Mały Belt,
2. Gazociągu lądowego na Fionii, od części na zachód od Odense (Brylle) do Cieśniny Mały Belt,
3. Jeden z kabli zasilających do TG Everdrup (rezerwowany).

W dniu 9 lipca 2021 r. rozpoczęto postępowanie o wydanie nowej decyzji środowiskowej na duńską część lądową Baltic Pipe. Zgodnie z wyjaśnieniami Zastępcy Dyrektora Pionu Inwestycji Strategicznych⁴³ postępowanie to może potrwać od 6 do 8 miesięcy i będzie miało kluczowe znaczenie w kontekście zapewnienia pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe. Zgodnie z powyższymi wyjaśnieniami, Energinet prowadzi z wykonawcami robót budowlanych negocjacje w sprawie nowych uwarunkowań realizacji kontraktów, które będą miały wpływ na opracowanie nowego harmonogramu ukończenia robót na gazociągu Baltic Pipe. Do dnia 20 sierpnia 2021 r. Gaz-System nie uzyskał od Energinet oficjalnych i szczegółowych informacji na temat planów awaryjnych dla zapewnienia pełnej przepustowości Baltic Pipe, w przypadku nieukończenia jego budowy w założonym terminie.

Z zapisów UB⁴⁴, wynika, że w obecnej sytuacji Gaz-System może konsultować problematyczne obszary i pozyskiwać informacje od Energinetu.

Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora Pionu Inwestycji Strategicznych⁴⁵, Gaz-System uzyskał od Energinet zapewnienie o udostępnieniu w IV kwartale 2022 r. przepustowości Baltic Pipe na poziomie od ok. 2,75 do 3 mld m³ gazu rocznie (w zależności od zastosowanego współczynnika ciepła spalania). 10% udostępnionej przepustowości zostanie zarezerwowane na potrzeby kontraktów krótkoterminowych. Jednocześnie Energinet potwierdził uzyskanie pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe, tj. na poziomie 10 mld m³/r. od 1 stycznia 2023 r. Gaz-System zapewnił również, że w IV kwartale 2022 r. częściowe uruchomienie Baltic Pipe oraz dostępność gazu z pozostałych kierunków, pozwolą zaspokoić prognozowane zapotrzebowanie na gaz w Polsce w okresie zimowym.

(akta kontroli str. 915-916, 1124-1136, 3317-3323, 3523-3526)

WSPÓLFINANSOWANIE BUDOWY TŁOCZNI GAZU WE WSCHODNIEJ CZĘŚCI ZELANDII W DANII

Zasady współfinansowania budowy Tłoczni Gazu Everdrup (dalej: TG Everdrup) zostały ustalone przez Energinet i Gaz-System w umowie UR. Spółki wypracowały kompromis w zakresie pokrycia kosztów inwestycyjnych (CAPEX) TG Everdrup, zgodnie, z którym 36% kosztów pokrywa Energinet, a 64% pokrywa Gaz-System. Gaz-System zobowiązał się do pokrycia maksymalnie 90 mln euro kosztów inwestycyjnych.

⁴² Dalej: DEPA.

⁴³ Pismo nr PL.0800.2.2021.48 z dnia 13 września 2021 r.

⁴⁴ Strony umowy są równoprawnymi partnerami, których współpraca opiera się na wzajemnym przekazywaniu informacji o sytuacjach problemowych, bez prawa do wywierania wpływu na drugą Stronę lub egzekwowania od niej określonych działań.

⁴⁵ Pismo nr PL.0800.2.2021.55 z dnia 24 września 2021 r.

Proporcja podziału kosztów inwestycyjnych przyjęta przez Strony została potwierdzona skoordynowanymi decyzjami Urzędu Regulacji Energetyki (URE) oraz jego duńskiego odpowiednika, Energitilsynet (DERA), w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu Baltic Pipe. Decyzje zostały wydane na podstawie wspólnego wniosku w sprawie inwestycji, który został złożony przez Gaz-System wraz z duńskim operatorem systemu przesyłowego, Energinet, na podstawie art. 12 ust. 3 *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009*⁴⁶. Decyzja Prezesa URE o transgranicznej alokacji kosztów dla Gaz-System, została podjęta w dniu 12 marca 2018 r.

W umowie UB potwierdzono uzgodnienia przyjęte w UR, doprecyzowano zasady definiowania, jakie wydatki stanowią koszty w rozumieniu umowy UB podlegające zwrotowi przez Gaz-System, reguły dokumentacji kosztów ponoszonych przez Energinet oraz zasady dokonywania płatności i końcowego rozliczenia poniesionych kosztów.

(akta kontroli str. 915-916)

Koszty inwestycyjne podzielono na tzw. zewnętrzne koszty inwestycyjne oraz wewnętrzne koszty inwestycyjne. Zasadą ustaloną przez Strony jest kwartalne fakturowanie kosztów inwestycyjnych TG Everdrup. W przypadku zewnętrznych kosztów inwestycyjnych wynikających z umów zawartych pomiędzy Energinet a wykonawcami/dostawcami, których wartość przekracza 4 mln EUR, kwartalne fakturowanie oparte jest na planach płatności kamieni milowych. W przypadku zewnętrznych kosztów inwestycyjnych, których wartość nie przekracza 4 mln EUR, a także w przypadku wewnętrznych kosztów inwestycyjnych TG Everdrup, fakturowanie następuje również w cyklu kwartalnym.

W przypadku, gdy całkowita wartość płatności kosztów inwestycyjnych TG Everdrup dokonana przez Energinet na rzecz podmiotów trzecich przekroczy w danym kwartale 7 mln EUR, Energinet jest uprawniony do wystawienia faktury niezwłocznie po poniesieniu tych kosztów.

Budowa TG Everdrup finansowana jest ze środków własnych Gaz-System. Na dzień 30 kwietnia 2021 r. wydatki poniesione przez Gaz-System na budowę TG Everdrup wyniosły 122,9 mln zł, co stanowiło 31,5% całkowitej kwoty planowanych na to zadanie środków (390,3 mln zł). Na dzień 31 lipca 2021 r. wydatki wyniosły 155,4 mln zł, tj. wzrosły do 39,8% budżetu zaplanowanego na ten cel.

(akta kontroli str. 916-921, 3529)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia, że Gaz-System posiadał rzetelnie opracowany Harmonogram realizacji Projektu Baltic Pipe obejmujący wszystkie jego fazy, w tym przygotowanie, wykonanie i uruchomienie. Spółka rzetelnie wykonała działania poprzedzające i przygotowujące realizację prac budowlanych, w tym uzyskała wymagane zgody i pozwolenia, dokonała wyboru i zawarła umowy z wykonawcami prac oraz nadzorem. Celem monitorowania prawidłowości wykorzystania środków wsparcia finansowego inwestycji z budżetu Unii Europejskiej wprowadzono i stosowano uregulowania wewnętrzne w tym zakresie.

NIK zauważa, że Gaz-System nie wykonał w założonym terminie wszystkich działań zawartych w Harmonogramie, bądź ich wykonanie może się przesunąć w stosunku

⁴⁶ Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013 r.

do terminów zawartych w planie bazowym. W zakresie realizacji projektu PL1 - odcinek podmorski gazociągu NIK stwierdza, że Gaz-System terminowo podejmował działania mające na celu minimalizację opóźnień, mogących zagrozić realizacji inwestycji. W zakresie realizacji komponentu lądowego (projekty PL2-PL6) odchylenia w realizacji Harmonogramu nie miały wpływu na planowaną datę zakończenia realizacji inwestycji. Wynikało to z działań zarządczych Spółki, które były podejmowane na bieżąco w celu zniwelowania wyszczególnionych odstępstw od realizacji Harmonogramu. W ocenie NIK działania te były skuteczne i odpowiednie do zaistniałych okoliczności. Jednocześnie NIK zaleca dalsze ich kontynuowanie, tak, aby osiągnąć w wymaganym terminie cel główny, jakim jest gotowość operacyjna do eksploatacji infrastruktury Baltic Pipe.

W odniesieniu do realizacji całości budowy Baltic Pipe NIK wskazuje jednak na znaczące ryzyka, związane z uchyleniem decyzji środowiskowej dla duńskiej części gazociągu, mogące zaważyć na terminie zakończenia realizacji robót nadzorowanych przez Energinet. W tej części prac Gaz-System bierze udział jako partner, mający dostęp do informacji o przebiegu inwestycji. Uchylenie tej decyzji może opóźnić oddanie całości Baltic Pipe do użytkowania o okres wykraczający poza 31 grudnia 2022 r.

Gaz-System rzetelnie wywiązywał się ze zobowiązania do monitorowania i współfinansowania budowy TG Everdrup.

OBSZAR

2. Działania związane z przygotowaniem i realizacją Programu Rozbudowy Terminalu LNG

Program Rozbudowy Terminalu LNG (PRTLNG) składa się z trzech projektów składowych, tj.:

1. SCV – dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej, zwiększającej nominalną moc regazyfikacyjną Terminalu o 50%, do 8,3 mld Nm³ rocznie⁴⁷. Planowany termin zakończenia to 27 grudnia 2021 r.⁴⁸
2. Zbiornik – tj. budowy trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami, zwiększającego elastyczność pracy instalacji Terminalu LNG oraz zapewniającego optymalną zdolność procesową składowania surowca. Planowany termin zakończenia to 21 grudnia 2023 r.
3. Nabrzeże – tj. budowy infrastruktury przesyłowej LNG do rozładunku, przeładunku i bunkrowania statków w Świnoujściu. Planowany termin zakończenia to 23 grudnia 2023 r.

Za przygotowanie i realizację PRTLNG odpowiadała spółka Polskie LNG SA (PLNG). W dniu 31 marca 2021 r. dokonano połączenia spółek w drodze przejęcia PLNG przez Gaz-System. Działania PLNG dotyczące m.in. Programu Rozbudowy Terminalu są kontynuowane przez Gaz-System jako następcę prawnego PLNG.

2.1. Opracowanie harmonogramu Projektu SCV

Gaz-System w lutym 2017 r. wydał rekomendację spółce zależnej Polskie LNG SA do podjęcia działań zmierzających do rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu celem zwiększenia jego zdolności regazyfikacyjnych. Inwestycja została podjęta

Opis stanu faktycznego

⁴⁷ Moc 8,3 mld Nm³ rocznie zostanie osiągnięta po zrealizowaniu wszystkich elementów składowych PRTLNG. Do czasu ukończenia projektów Zbiornik i Nabrzeże dostępna będzie moc regazyfikacyjna do 6,2 mld Nm³ rocznie.

⁴⁸ Daty zakończenia realizacji projektów składowych Programu rozbudowy Terminalu LNG wskazano na podstawie Harmonogramu skonsolidowanego stanowiącego załącznik nr 1 do Definicji Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego (wersja 4.0. z dnia 27 października 2020 r.).

w celu zapewnienia dostaw gazu w przypadku ich zakłóceń z kierunku wschodniego. Termin ukończenia tej inwestycji wyznaczono na październik 2020 r. Rozbudowa Terminalu LNG wpisywała się w zakres zadań określonych w strategii rozwojowej grupy kapitałowej Gaz-System do 2025 r. Zarząd PLNG uchwałą Nr 56/II/2018/Z z dnia 11 maja 2018 r. przyjął *Wstępną Definicję Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu*⁴⁹. Załącznikiem do *Wstępnej Definicji* był harmonogram dotyczący całego Programu Rozbudowy Terminalu LNG⁵⁰. Wskazywał on m.in., że realizacja Projektu SCV obywać się będzie w okresie od dnia 13 marca 2017 r.⁵¹ do dnia 23 listopada 2020 r., tj. przez 966 dni. Kolejna wersja harmonogramu (datowana 27 lipca 2018 r.), jako daty ramowe realizacji Projektu SCV wskazywała 13 lutego 2017 r. oraz 23 listopada 2020 r. (986 dni realizacji)⁵² i uwzględniała działania przygotowawcze do realizacji Programu prowadzone w PLNG. Jednocześnie, w dniu 9 sierpnia 2018 r. Zarząd PLNG⁵³ podjął wstępną decyzję inwestycyjną w zakresie realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG oraz uchwalił dokumenty pn. *Strategiczne kierunki inwestycyjne Polskiego LNG SA* oraz *Definicja Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu*⁵⁴. *Definicja PRTLNG z dnia 9 sierpnia 2018 r.* zawierała zmiany w podejściu do strategii kontraktacji w stosunku do założeń wskazanych we *Wstępnej Definicji*⁵⁵, zaś harmonogram do niej załączony uwzględniał sekwencję zaplanowanych działań⁵⁶ oraz ówczesny stan zaawansowania dotychczasowych prac. Kolejna wersja harmonogramu PRTLNG z dnia 14 listopada 2018 r. określała daty ramowe Projektu SCV od 13 lutego 2017 r. do 30 listopada 2021 r., tj. 1250 dni realizacji⁵⁷. Wydłużenie okresu realizacji Projektu SCV o 264 dni, jak wyjaśnił Zastępca Dyrektora Pionu Strategicznych Inwestycji (PSI) w Gaz-System⁵⁸, spowodowane było głównie poprzez niepowodzenie w rozstrzygnięciu postępowań przetargowych na dostawy regazyfikatorów SCV i pomp HP i LP⁵⁹, wynikające z braku złożenia przez zainteresowane podmioty ważnych ofert. Powodem wydłużenia okresu realizacji

⁴⁹ Dalej: *Wstępna Definicja*. Wersja 1.0 z dnia 26 kwietnia 2018 r. Dokument określający m.in. budżet i harmonogram Programu, którego elementem jest harmonogram składowy Projektu SCV.

⁵⁰ Dalej zamiennie: harmonogram skonsolidowany, harmonogram PRTLNG.

⁵¹ Według stanu na dzień 11 maja 2018 r. stan zaawansowania realizacji projektu wynosił 16%. W dacie 13 marca 2017 r. wykazano rozpoczęcie czynności celem uzyskania decyzji środowiskowej.

⁵² Ówczesny stan zaawansowania projektu wynosił 28%.

⁵³ Uchwałami nr 104/III/2018/Z oraz Nr 105/III/2018/Z.

⁵⁴ Dalej: *Definicja PRTLNG z dnia 9 sierpnia 2018 r.*

⁵⁵ W tym m.in. osobne postępowanie miało dotyczyć Projektu SCV.

⁵⁶ Realizacja Projektu SCV w przewidywanym terminie wymagała:

1. Opracowania dokumentacji przetargowej na wybór wykonawcy i dokumentacji FEED dla Projektu SCV do dnia 24 września 2018 r.
2. Zakończenia postępowań przetargowych na wybór dostawców urządzeń kluczowych (regazyfikator SCV, pompy HP i LP, ciąg pomiarowy) i podpisania umów z dostawcami do dnia 23 października 2018 r.
3. Dostawy regazyfikatorów SCV do dnia 11 lutego 2020 r.
4. Dostawy pomp HP i LP do dnia 27 grudnia 2019 r.
5. Dostawy ciągu pomiarowego do dnia 7 maja 2019 r.
6. Ogłoszenia postępowania przetargowego na wybór wykonawcy Projektu SCV do dnia 30 sierpnia 2018 r. i podpisania umowy z wybranym wykonawcą do dnia 14 marca 2019 r.
7. Zakończenia prac budowlanych do 20 sierpnia 2020 r. (okres realizacji 354 dni robocze – ok. 17 m-cy).
8. Wykonania prac rozruchowych, testów i odbiorów łącznie z uzyskaniem pozwolenia na użytkowanie w terminie do 23 listopada 2020r. (okres realizacji ok. 3 m-ce od zakończenia prac budowlanych).
9. Łącznej realizacji prac wykonawcy przy rozbudowie przez okres ok. 20 miesięcy.

⁵⁷ Według stanu na dzień 14 listopada 2018 r. stan zaawansowania projektu wynosił 33%.

⁵⁸ Pełnomocnictwo Nr Z/P/326/21 do samodzielnego składania oświadczeń w imieniu kierownika jednostki kontrolowanej z dnia 15 lipca 2021 r.

⁵⁹ Postępowania przetargowe dla kluczowych urządzeń Projektu SCV: dla regazyfikatorów SCV - ogłoszenie z dnia 21 czerwca 2018 r., dla pomp – ogłoszenie z dnia 27 czerwca 2018 r., dla ciągu pomiarowego – ogłoszenie z dnia 3 lipca 2018 r.

Projektowi SCV była także kolejna zmiana kontraktacji, w taki sposób, że dla części lądowej Programu⁶⁰ wyłoniony miał zostać jeden wykonawca, zaś dla części morskiej⁶¹ – drugi, oraz że komplet zakupów urządzeń kluczowych dla rozbudowy części lądowej zostanie przeniesiony na wykonawcę robót, co oznaczało odstępianie od realizacji przez PLNG dostaw inwestorskich kluczowych urządzeń dla Projektu SCV⁶².

(akta kontroli, str. 36-99, 104-300, 1204-1265, 2525-2532, 2885-2931)

Harmonogram realizacji Projektu SCV wskazujący termin jego ukończenia w listopadzie 2021 r. został wprowadzony do pierwotnej wersji Harmonogramu Skonsolidowanego PRTLNG (dalej: HS). HS bazował wówczas na prognozowanych terminach realizacji kluczowych zadań w oparciu o szacunki i założenia eksperckie w zakresie rozwiązań technicznych przyjętych w dokumentacji studialnej. Projekt SCV nie wchodzi w bezpośrednią korelację z pozostałymi projektami, niemniej będzie wymagać włączenia w dotychczasową infrastrukturę Terminalu LNG.

HS, przedłożony w dniu 25 lutego 2019 r. Pełnomocnikowi Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej⁶³ przez Gaz-System jako Koordynatora, uwzględnił uwagi zgłoszone w trybie roboczym przez Biuro Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej i został zatwierdzony, na poziomie kamieni milowych koordynacyjnych, przez Pełnomocnika w dniu 4 marca 2019 r. Na mocy art. 2 ust 4 ustawy z dnia 9 sierpnia 2019 r. *o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*⁶⁴, harmonogram zatwierdzony przez Pełnomocnika Rządu ds. SIE stał się wiążący dla podmiotów realizujących inwestycje w zakresie Terminalu.

(akta kontroli, str. 2964-3155)

W 2020 r. HS został poddany aktualizacji, którą Pełnomocnik Rządu ds. SIE zatwierdził w dniu 29 września 2020 r. Aktualizacja była konsekwencją zidentyfikowanych w pierwszym półroczu 2019 r. rozbieżności pomiędzy dotychczasowym HS a stanem faktycznym realizacji kamieni milowych koordynacyjnych, dotyczących postępowania przetargowego na wybór wykonawcy inwestycji. Przeprowadzony przegląd HS wskazywał prognozowane kilkumiesięczne przesunięcia terminów zakończenia prac w nim ujętych. Koordynator wyraził stanowisko⁶⁵, że aktualizacja HS może okazać się niezbędna, jednak nie powinna mieć miejsca wcześniej niż po ostatecznym wyborze wykonawców i przedłożeniu przez nich wstępnych harmonogramów projektowania i robót. W dniu 24 lutego 2020 r. podpisano Kontrakt SCV, który zobowiązywał wykonawcę robót do ukończenia zadania w terminie 96 tygodni od dnia zawarcia kontraktu, co oznaczało ukończenie Projektu SCV do dnia 27 grudnia 2021 r. Następnie, w dniu 24 czerwca 2020 r. PLNG zawarło kontrakty na realizację Projektu Zbiornik oraz Nabrzeże. Koordynator, w lipcu 2020 r., przystąpił do przygotowania założeń i modelu HS, współpracując z partnerami, wykonawcą robót oraz nadzorem, a także prowadząc doraźne konsultacje z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE.

⁶⁰ Tj.: Projekt SCV, Projekt Zbiornik, Projekt Kolej.

⁶¹ Tj.: Projekt Nabrzeże.

⁶² Finalnie, w sierpniu 2019 r. PLNG dokonała wyboru procedury mającej zagwarantować przyspieszenie realizacji Projektu SCV, niezależnie od trwającego postępowania dot. części lądowej oraz podjęła działania mające na celu jak najszybsze rozpoczęcie negocjacji w przedmiocie dostaw regazyfikatorów oraz pomp LP i HP jako najbardziej krytycznych (głównie ze względu na skomplikowany i długotrwały proces produkcji i transportu) elementów rozbudowy instalacji regazyfikacyjnej.

PLNG opracowała i na początku września 2019 r. przyjęła nowy regulamin do stosowania przy udzielaniu zamówień na potrzeby rozbudowy Terminalu LNG wyłączonych ze stosowania pzp na podstawie art. 4 pkt 5 ustawy pzp, zawierający mechanizmy gwarantujące ochronę istotnego interesu bezpieczeństwa państwa.

⁶³ Dalej: Pełnomocnik Rządu ds. SIE.

⁶⁴ Dz. U. z 2019 r., poz. 1724.

⁶⁵ Dotyczy ustaleń ze spotkania koordynacyjno-statusowego z dnia 17 lipca 2019 r.

W porównaniu do poprzedniej wersji HS, wprowadzono zmianę zakresu merytorycznego Programu polegającą na usunięciu zadań zaplanowanych w ramach Projektu Kolej – ze względu na stwierdzony brak zapotrzebowania na usługi transportu kolejowego LNG⁶⁶. Ponadto, z części lądowej został wydzielony Projekt SCV, w którym, dla ścisłego monitoringu procesu dostaw urządzeń kluczowych, utworzono oddzielne kamienie milowe dla dostaw inwestorskich i dostaw realizowanych przez wykonawcę.

Struktura HS z dnia 29 września 2020 r. była zgodna z podejściem wypracowanym przy tworzeniu pierwotnej wersji HS i bazowała na prezentacji kamieni milowych koordynacyjnych, których uszczegółowieniem były zadania monitorowane. Ponadto, dokonano pogrupowania zadań w Projekty i zastosowano kodowanie literowe dla każdego z Projektów. Dodano również przy każdym kamieniu, poza fazą zamykającą, zadania dotyczące obsługi procesu zakończenia kamienia i potwierdzenia kryteriów jego kompletności. Wszystkie zadania monitorowane, podobnie jak kamienie milowe koordynacyjne, zostały zdefiniowane w sposób wskazujący na termin ich rozpoczęcia i zakończenia. W odniesieniu do zadań oraz kamieni, dla których czas realizacji był uregulowany w przepisach prawa, działania te zostały w sposób adekwatny określone.

W związku z zawarciem aneksu nr 1 do Kontraktu SCV, Koordynator, na spotkaniu koordynacyjno-statusowym w dniu 2 września 2021 r.⁶⁷ omówił zmiany wprowadzone aneksem w kontekście aktualizacji Harmonogramu Skonsolidowanego. Konkluzję niniejszego spotkania stanowiła decyzja, że aktualizacja Harmonogramu Skonsolidowanego zostanie przeprowadzona na początku 2022 r., po zakończeniu Projektu SCV.

(akta kontroli str. 1365- 1399, 2527-2532, 2964-3155, 3166-3180)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

2.2 Działania poprzedzające i przygotowujące realizację Projektu SCV

Opis stanu
faktycznego

PLNG uzyskało w dniu 6 listopada 2017 r. decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia *Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o układ regazyfikatorów SCV i zwiększenie mocy regazyfikacyjnej*⁶⁸. Opracowanie studium wykonalności pn. *Analiza rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu o trzeci zbiornik oraz instalacje towarzyszące*⁶⁹ zostało zlecone na podstawie umowy zawartej przez PLNG w dniu 24 lipca 2017 r.⁷⁰ Odbiór dokumentu nastąpił 21 grudnia 2017 r.⁷¹

⁶⁶ W ramach uruchomionej w dniu 23 marca 2020 r. *Procedury Udostępniania Terminalu LNG w Świnoujściu 2020 – Procedury Open Season* PLNG SA nie otrzymała wiążących ofert na zakup usług dotyczących załadunku kriogenicznych cystern kolejowych oraz załadunku kontenerów ISO na platformach kolejowych. W tej sytuacji, w dniu 21 sierpnia 2020 r. spółka podjęła decyzję o rezygnacji z Projektu Kolej.

⁶⁷ Spotkanie, w którym uczestniczą przedstawiciele Gaz-System, Biura Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE oraz Zarządu Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA,

⁶⁸ Decyzja Nr 38/2017. Znak pisma: WONS-OŚ.4211.6.2017.AT.7.

⁶⁹ Drugi tytuł dokumentu: Studium Wykonalności: Koncepcja Techniczna Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Rozpatrywane warianty rozbudowy to: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej, trzeci zbiornik LNG, rozbudowa morskiego systemu przeładunkowego Terminalu LNG, rozbudowa lądowego systemu załadunkowego o stanowisko załadunku LNG na kolej.

⁷⁰ Do umowy zawarto aneks nr 1 z dnia 21 grudnia 2017 r. Studium wykonalności miało stanowić także załącznik do Wniosku o dofinansowanie projektu w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz stanowić zapewnienie kompletności danych pozwalających na wypełnienie i złożenie tego wniosku.

⁷¹ Dotyczy odbioru pierwszej części przedmiotu umowy, tj. dokumentu pn. „Studium Wykonalności: Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu”.

W dniu 22 grudnia 2017 r. Polskie LNG SA zawarło umowę na prace projektowe dla inwestycji pn. *Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o układ regazyfikatorów SCV i zwiększenie mocy regazyfikacyjnej*, polegające na opracowaniu całościowego projektu inwestycji, w tym dokumentacji przetargowej z opisem przedmiotu zamówienia do specyfikacji istotnych warunków zamówienia oraz dokumentacji zawierającej wytyczne do projektu wykonawczego. Poza tym Projektant został zobowiązany do uzyskania m.in. kompletu uzgodnień projektu, we wszystkich branżach, ze stosownymi urzędami i instytucjami, wraz z uzyskaniem w imieniu i na rzecz PLNG SA ostatecznych pozwoleń na budowę. Dodatkowo Projektant miał współdziałać ze spółką PLNG w toku postępowania o wydanie pozwolenia na użytkowanie w zakresie wynikającym z obowiązków projektanta w rozumieniu ustawy *Prawo budowlane*, jak również został zobowiązany do sprawowania czynności nadzoru autorskiego w toku wykonywania robót – w przypadku wystąpienia zmian względem projektu budowlanego⁷², również w okresie gwarancyjnym przewidzianym kontraktem budowlanym. W dniu 1 czerwca 2018 r. Polskie LNG SA odebrało od Projektanta projekt budowlany dla inwestycji *Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o układ regazyfikatorów SCV i zwiększenie mocy regazyfikacyjnej*. Następnie, w dniu 21 czerwca 2018 r. Wojewoda Zachodniopomorski zatwierdził projekt budowlany i udzielił pozwolenia na budowę⁷³.

(akta kontroli str. 273-300, 1722-2127, 2620-2629, 3181-3192)

W dniu 18 grudnia 2018 r. Polskie LNG SA ogłosiło postępowanie przetargowe, na podstawie art. 134 ust. 1 pzp, w trybie negocjacji z ogłoszeniem pn. *Rozbudowa części lądowej Terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*⁷⁴. Przedmiotem zamówienia była realizacja ww. zadania inwestycyjnego obejmującego wykonanie całego zakresu trzech projektów składowych Programu Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu, tj.: Projektu Zbiornik, Projektu SCV i Projektu Kolej w formule *zaprojektuj i wybuduj*. Postępowanie dotyczące rozbudowy części morskiej⁷⁵ zostało ogłoszone w dniu 2 stycznia 2019 r. Z uwagi, m.in. na wydłużony proces opracowywania złożonej dokumentacji technicznej oraz liczne wnioski podmiotów biorących udział w postępowaniu przetargowym o wydłużenie terminu składania wniosków o dopuszczenie do udziału w postępowaniu, PLNG podjęło decyzję o wyłączeniu zakresu Projektu SCV z postępowania przetargowego na rozbudowę Terminalu LNG w części lądowej⁷⁶. Działanie to miało na celu przyspieszenie realizacji Projektu SCV, którego termin zakończenia przypadał na koniec 2021 r. (pozostałe projekty miały planowaną datę ukończenia w 2023 r.). Spółka opracowała i z dniem 10 września 2019 r.⁷⁷ przyjęła do stosowania *Regulamin przygotowania i prowadzenia postępowań o udzielenie zamówień w zakresie realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu przez Polskie LNG SA*⁷⁸. W dniu 25 października 2019 r. PLNG uruchomiło

⁷² Na podstawie pisma z dnia 23 lipca 2021 r., znak: PL.0800.12.2021.1.

⁷³ Decyzja nr 67/2018 o pozwoleniu na budowę inwestycji w zakresie terminalu. Znak pisma: AP-1.7840.1.67.-6.2018.PM.

⁷⁴ Nr postępowania RZ/91/ZP/2018/PLNG.

⁷⁵ Nr postępowania RZ/102/ZP/2018/PLNG.

⁷⁶ Stanowisko spółki w tym zakresie zostało zaakceptowane przez Pełnomocnika Rządu ds. SIE w dniu 6 sierpnia 2019 r.

⁷⁷ Uchwała Nr 115/III/2019Z Zarządu Polskiego LNG w Świnoujściu. Niniejszą uchwałą przyjęto także zmianę Instrukcji udzielania zamówień w Polskim LNG SA PO-I153.

⁷⁸ Regulamin miał mieć zastosowanie do wyborów wykonawców realizujących zamówienie w ramach Programu Rozbudowy Terminalu LNG, jeżeli wymaga tego istotny interes bezpieczeństwa państwa, jest wyłączony spod regulacji ustawy pzp na podstawie art. 4 pkt 5 oraz Dyrektywy 2014/25/UE z 26 lutego 2014 r. na podstawie jej art. 24. Jednocześnie wybór wykonawców odbywał się zgodnie z art. 31 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu

procedurę negocjacyjną, na podstawie § 4 ust. 1 i 2 ww. *Regulaminu*, w celu wyłonienia wykonawcy robót budowlanych dla Projektu SCV. W wyniku ww. działań, w dniu 24 lutego 2020 r. doszło do zawarcia umowy z Konsorcjum PORR SA i TGE Gaz Engineering GmbH – generalnego realizatora inwestycji (GRI). Podpisanie umowy z GRI nastąpiło z trzymiesięcznym opóźnieniem w stosunku do terminów przewidzianych w Harmonogramie Skonsolidowanym Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu z dnia 15 lutego 2019 r.⁷⁹

(akta kontroli str. 104-300, 2756-2842, 2885-2932)

Równoległe z procedurą wyboru wykonawcy robót budowlanych, PLNG prowadziło na podstawie *Regulaminu postępowań o udzielenie zamówień dla PRTLNG* negocjacje na dostawy kluczowych urządzeń w ramach Projektu SCV. Taki sposób wyboru dostawców podyktowany był pilną potrzebą zakupu ww. urządzeń⁸⁰, tak aby zapewnić realizację Projektu SCV w ustalonym terminie. Wybrany tryb postępowania uzyskał rekomendację Pełnomocnika Rządu ds. SIE (6 sierpnia 2019 r.). W wyniku tych negocjacji doszło do zawarcia umów:

- w dniu 3 października 2019 r. z Selas-Linde GmbH⁸¹ na dostawę dwóch regazyfikatorów SCV;
- w dniu 5 listopada 2019 r. z Nikkiso Cryo Inc⁸² na dostawę pomp LP i HP.

Stosując *Regulamin postępowań o udzielenie zamówień dla PRTLNG* dokonano także wyłonienia podmiotu świadczącego usługę odbiorów jakościowych i nadzorowania realizacji dostaw dla Projektu SCV. W dniu 8 stycznia 2020 r. PLNG zawarło umowę ze spółką Intertek Poland sp. z o.o. (dalej: Agencja Inspekcyjna) na ww. usługę.

Wybór podmiotu świadczącego usługę inżyniera kontraktu (IK) na potrzeby realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu odbywał się w trybie dialogu konkurencyjnego na podstawie art. 134 ust. 1 pzp. Ogłoszenie o zamówieniu zostało opublikowane⁸³ w dniu 24 stycznia 2020 r. Wybrano Konsorcjum dwóch firm, z którym zawarto umowę w dniu 1 września 2020 r. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI w Gaz-System, *na wyżej wskazany termin podpisania umowy z IK wpływ miał przebieg postępowania przetargowego – liczne prośby oferentów o przesunięcie terminu na składanie wniosków o dopuszczeniu do udziału w postępowaniu i wezwania kierowane do oferentów o uzupełnienie dokumentacji, następnie odwołanie oferentów do Krajowej Izby Odwoławczej⁸⁴ – składane po ogłoszeniu tzw. krótkiej listy, a także prośby oferentów o zmianę terminu złożenia ofert ostatecznych. Postępowanie przetargowe wyłaniające wykonawcę usługi IK zostało rozstrzygnięte 10 lipca 2020 r. Po tym terminie wybrany wykonawca został wezwany do podpisania umowy⁸⁵.*

(akta kontroli str. 1722-2127, 2149-2169, 2862-2932)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

ziemnego w Świnoujściu z zachowaniem warunków uczciwej konkurencji – w procedurze otwartej, rzetelnej, przejrzystej i niedyskryminacyjnej. Dalej: *Regulamin postępowań o udzielenie zamówień dla PRTLNG*.

⁷⁹ Harmonogram Skonsolidowany wskazywał datę 25 listopada 2019 r. jako termin osiągnięcia KMK 12. Wybrano wykonawcę rozbudowy w części lądowej i morskiej.

⁸⁰ Dokonanie zakupu regazyfikatorów i pomp jest poprzedzone koniecznością ich produkcji. Okres produkcji dla regazyfikatorów to 62 tygodnie, zaś dla pomp to 66 tygodni.

⁸¹ Dalej: Selas-Linde.

⁸² Dalej: Nikkiso.

⁸³ Na stronie internetowej <https://polskielng.eb2b.com.pl>.

⁸⁴ Przewidziany czas odwołań do KIO upływał w dacie 24 lipca 2020 r.

⁸⁵ Okres związania ofertą upływał w dniu 28 sierpnia 2020 r. Ponadto, gwarancja bankowa IK nie wypełniała wszystkich wymogów zamawiającego, w związku z tym IK musiał wystąpić o aneks do gwarancji, co wpłynęło na termin zawarcia umowy.

Opis stanu
faktycznego

2.3 Wybór dostawców i wykonawców w ramach Projektu SCV

Za dostawę kluczowych urządzeń dla Projektu SCV odpowiedzialna była PLNG. W tym celu zawarto umowę z Selas-Linde na dostawę dwóch regazyfikatorów SCV oraz umowę z Nikkiso na dostawę pomp LP i HP. Wybór ww. dostawców wynikał z doświadczenia PLNG zdobytego w ramach budowy Terminalu LNG. Zainstalowano wówczas pięć regazyfikatorów Selas-Linde, które są użytkowane od maja 2016 r., realizowano także dostawy z firmą Nikkiso. Takie podejście zapewniało maksymalnie zbieżne, technicznie jednolite i spójne funkcjonowanie infrastruktury gazowej Terminalu. W opinii PLNG, koncepcja powielenia urządzeń, jako zespołów/modułów technologicznych (urządzenia SCV, pompy HP i LP) i ich maksymalnie zbieżna charakterystyka eksploatacyjna z istniejącymi już elementami zapewniała integralność i zamienność urządzeń oraz pozwalała na zredukowanie poziomu ryzyk m.in. w zakresie aktualizacji systemów sterowania oraz zmian oprogramowania (softwareowych). Urządzenia zostały odebrane przy udziale Agencji Inspekcyjnej odpowiedzialnej w Projekcie SCV m.in. za odbiory jakościowe oraz nadzór prac dostawców na etapie wytworzenia urządzeń stanowiących przedmiot dostaw inwestorskich. Odbiór urządzeń, w tym potwierdzenie ich parametrów jakościowych i ilościowych następował w drodze protokołów odbioru. Zarówno, umowa z Nikkiso, jak i z Selas-Linde, zabezpieczała terminowe wykonanie dostaw poprzez uprawnienie zamawiającego do naliczenia kar umownych w przypadku opóźnień.

W przedmiocie robót budowlanych, Kontrakt SCV regulował kwestie zatrudniania podwykonawców przez wykonawcę robót, w taki sposób, że GRI mógł powierzyć wykonanie robót budowlanych podwykonawcom, po uzyskaniu uprzedniej zgody PLNG⁸⁶. W tym celu GRI został zobligowany do przedkładania PLNG/Gaz-System oraz nadzorowi każdorazowo projektu umowy o podwykonawstwo określającego szczegółowy przedmiot robót budowlanych, wraz ze wszystkimi załącznikami. Jednocześnie, PLNG zastrzegło w Kontrakcie SCV, że umowa o podwykonawstwo powinna zawierać m.in. zobowiązanie podwykonawcy do przedstawiania PLNG na jej żądanie dokumentów, oświadczeń i wyjaśnień dotyczących realizacji umowy o podwykonawstwo, w tym udzielenia informacji na temat dokonywania przez GRI płatności wynikających z tejże umowy. Kontrakt SCV uprawniał PLNG do wstrzymania płatności należnej GRI, w przypadku, m.in., gdy GRI nie przedstawił wszystkich oświadczeń lub dowodów zapłaty na rzecz podwykonawców, bądź, gdy zalegał z płatnościami wobec podwykonawców realizujących roboty budowlane lub świadczących usługi projektowania w związku z realizacją kontraktu.

Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI w Gaz-System⁸⁷, w Projekcie SCV nie są znane przypadki w relacji GRI – podwykonawcy, które skutkowałyby nieterminową realizacją Projektu, ani sytuacje, w których GRI nie wywiązał się z obowiązku płatności wynikającej z umowy o podwykonawstwo.

(akta kontroli str.1568-1580, 1722-2127, 2630-2755, 2862-2932, 3181-3192)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

⁸⁶ Zgoda powinna zostać wydana w terminie 14 dni od dnia zgłoszenia podwykonawcy.

⁸⁷ Pismo z dnia 23 sierpnia 2021 r., znak: PL.0800.15.2021.1.

2.4 Realizacja Projektu SCV

Realizacja Projektu SCV w pierwszym półroczu 2021 r. przebiegała z ujemnym odchyleniem względem przyjętego planu bazowego⁸⁸. Według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r.⁸⁹ GRI raportował opóźnienie wynoszące 20 dni roboczych w odniesieniu do (bazowej) daty zakończenia Projektu (tj. 27 grudnia 2021 r.) i wskazywał dzień 24 stycznia 2022 r. jako nowy termin podpisania protokołu odbioru końcowego⁹⁰. Jednocześnie, przekazanie dokumentacji końcowej przez GRI miało nastąpić 22 kwietnia 2022 r. Zaawansowanie rzeczowe Projektu SCV⁹¹ na dzień 30 czerwca 2021 r. wynosiło 59,9%. Opóźnienie zostało zredukowane o 19 dni roboczych w stosunku do maja 2021 r., wówczas GRI zaraportował Gaz-System termin zakończenia Projektu SCV na 18 lutego 2022 r.⁹²

Projekt SCV, według stanu na dzień 31 lipca 2021 r., został przywrócony do pierwotnej daty ukończenia – grudzień 2021 r. – zaś jego zaawansowanie rzeczowe wynosiło 64,8%. Takie działanie było wynikiem podpisania w dniu 22 lipca 2021 r. aneksu nr 1 do Kontraktu SCV⁹³, który m.in. porządkował dotychczasowe kwestie sporne pomiędzy GRI a Gaz-System [...].

Po stronie GRI były to opóźnienia wygenerowane w pierwszych miesiącach jego obecności na Projekcie SCV, i dotyczyły opóźnień w rozpoczęciu czynności inwentaryzacyjnych na terenie Terminalu, modelowania 3D oraz opóźnień w przejściu terenu budowy⁹⁴. GRI tłumaczył niniejsze odchylenia jako konsekwencję wynikającą z epidemii wirusa SARS-CoV-2. Wielkość opóźnienia wynosiła ok. jednego miesiąca i utrzymywała się przez kolejne miesiące realizacji Projektu. Inżynier kontraktu, w raporcie za październik 2020 r. zaraportował opóźnienia, w wymiarze do jednego miesiąca⁹⁵, dotyczące, m.in. wydania dokumentacji branży sanitarnej, przebiegu procesu zatwierdzania projektów wykonawczych branży konstrukcyjno-budowlanej, dokonywania zamówień materiałów (falowniki, konstrukcje stalowe) oraz rozpoczęcia prac budowlanych. W raporcie za listopad 2020 r. Inżynier kontraktu⁹⁶ zasygnalizował już konieczność podjęcia działań naprawczych/zapobiegawczych celem utrzymania daty zakończenia Projektu SCV, tak, *aby osiągnąć skutek (tylko) w zakresie terminów kontraktowych uruchomienia instalacji SCV bez uzyskania wszelkich niezbędnych decyzji i pozwoleń w zakresie*

⁸⁸ Tj.: harmonogramu GRI. Odchylenie, według stanu na dzień 31 lipca 2021 r. wynosiło 24,3% i zmniejszyło się o 2,8 punktu procentowego względem czerwca 2021 r.

⁸⁹ Na podstawie szczegółowego harmonogramu realizacji Projektu SCV na dzień 30.06.2021 r.

⁹⁰ Tj.: Wykonawca w szczegółowym harmonogramie realizacji ze stanem na dzień 30.06.2021 r. wskazał datę podpisania Protokołu Odbioru Końcowego na dzień 24 stycznia 2022 r., tym samym zredukował przewidywane opóźnienie zakończenia Projektu SCV o ok. 4 tygodnie w stosunku do terminu wskazanego we wcześniejszym raporcie za maj 2021 r.

⁹¹ Wyliczone według metody EVM (tj. *Earned Value Management*). Jest to metoda wartości wypracowanej służąca monitorowaniu stanu faktycznego projektu w odniesieniu do planowanego mając na uwadze budżet Projektu i czas jego realizacji. W Gaz-System SA prowadzone są prace zmierzające do ujednoczenia metodyki prowadzenia analiz stanu projektów metodą Earned Value we wszystkich projektach strategicznych. Prowadzone są modyfikacje harmonogramu wykorzystywanego do obliczeń – z tego powodu terminy i wartości referencyjne prezentowane w raporcie EVM mogą podlegać modyfikacjom

⁹² Jednakowa data dla czynności Przekazanie dokumentacji końcowej przez GRI oraz Podpisanie protokołu odbioru końcowego; (39 dni roboczych opóźnienia).

⁹³ W Preambule do aneksu zapisano m.in., że Realizacja Kontraktu jest opóźniona, a Strony odmiennie oceniają zarówno kwestię wymiaru opóźnienia, jak też kwestię odpowiedzialności Stron za powstanie opóźnienia oraz, że Wykonawca oświadczył i zapewnił, że ukończenie Zadania w terminie określonym w Kontrakcie, tj. w terminie 96 tygodni od dnia zawarcia Kontraktu, tj. do 27 grudnia 2021 r. jest nadal możliwe, pod warunkiem podjęcia przez Wykonawcę dodatkowych działań, wykraczających poza zakres zobowiązań kontraktowych Wykonawcy.

⁹⁴ Raport PLNG za maj 2020 r. pn. Stan realizacji kluczowych inwestycji: Program Rozbudowy Terminalu.

⁹⁵ Opóźnienia zostały wylistowane pod względem kamieni milowych według harmonogramu realizacji, tj. na podstawie harmonogramu wrześnieowego załączonego do Raportu miesięcznego Wykonawcy).

⁹⁶ Raport miesięczny z realizacji usług inżyniera kontraktu za listopad 2020 r. Projekt SCV.

pozwolenia na użytkowanie. Zdaniem IK, instalacja będzie pracowała w zakresie czynności rozruchowych, co, do których nie jest wymagane pozwolenie na użytkowanie.

(akta kontroli str. 1236-1384, 1454-1567, 2170-2477, 2533-2542, 2630-2710)

W dniu 8 stycznia 2021 r. PLNG wezwał wykonawcę robót budowlanych do złożenia planu naprawczego⁹⁷, celem określenia, a następnie wdrożenia, działań kompensujących dotychczasowe opóźnienia wygenerowane na Projekcie SCV. Podstawę planu naprawczego miała stanowić aktualizacja szczegółowego harmonogramu wraz z raportem towarzyszącym. W odpowiedzi na wezwanie PLNG, GRI przedłożył plan naprawczy, zaś winą za powstałe opóźnienia obarczył głównie Inżyniera Kontraktu, który, według GRI, *nie współdziałał a wręcz skutecznie utrudniał realizację zobowiązań umownych*⁹⁸. Jednocześnie GRI zaproponował⁹⁹ rozwiązania mające na celu przyspieszenie przebiegu realizacji Projektu SCV, tak, aby utrzymać datę jego zakończenia w dniu 27 grudnia 2021 r.¹⁰⁰ Zaproponowane rozwiązania, to m.in. zwiększenie ekip budowlanych, prowadzenie robót na dwie zmiany oraz prowadzenie równoległych prac, tam gdzie jest to możliwe. PLNG oceniło plan naprawczy, jako ambitny i optymistyczny¹⁰¹, zastrzegło jednak, że *w razie niewykonania przez GRI planu naprawczego, konieczne stanie się nałożenie [na niego] kar umownych przewidzianych w Kontrakcie*¹⁰². [...]. Wobec braku zadowalającej poprawy po stronie IK, mając na względzie zidentyfikowane ryzyka i potrzebę natychmiastowego zarządzania nimi (mitygacji), zamawiający przejął obowiązki nadzoru na Projekcie SCV¹⁰³.

(akta kontroli, str. 1296-1384, 1490-1580, 1720-2148, 2478-2524, 2620-2629, 2862-2932, 3181-3192)

[...] opóźnienia w terminie realizacji dostaw regazyfikatorów SCV oraz pomp LP i HP wraz z częściami montażowymi i zamiennymi. Powodem opóźnień, w przypadku regazyfikatorów, było długie procedowanie obsługi transportu w związku z wystąpieniem Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej i barierami w handlu i wymianie międzynarodowej. Natomiast, opóźnienie w przypadku pomp spowodowane było wystąpieniem siły wyższej związanej z pandemią Covid-19. Maksymalne opóźnienie w ww. dostawach wyniosło do trzech miesięcy. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI w Gaz-System¹⁰⁴, *rzeczywisty termin dostaw nie oddziaływał negatywnie na bieżący harmonogram prac montażowych Wykonawcy.*

(akta kontroli str. 2739-2755, 2862-2931)

Aneks nr 1 do Kontraktu SCV zawierał kluczowe postanowienia dotyczące:

- przekazania przedmiotu Kontraktu do eksploatacji i podpisania przez Zamawiającego protokołu odbioru końcowego do dnia 27 grudnia 2021 r. z zastrzeżeniem § 2 ust 7 i 8, że okres ten może się wydłużyć do dnia 31 grudnia 2021 r.;

⁹⁷ W dokumentacji Gaz-System występuje także pod nazwą *Status Report*.

⁹⁸ Pismo Konsorcjum w składzie PORR SA (lider) oraz TGE Gas Engineering GmbH (partner) z dnia 15 stycznia 2021 r.

⁹⁹ Pismo z dnia 15 stycznia 2021 r.

¹⁰⁰ Dotyczy czynności: Podpisanie protokołu odbioru końcowego oraz Pozwolenie na użytkowanie.

¹⁰¹ Spotkanie miesięczne PLNG SA- Nadzór –PORR/TGE- Nr notatki GR1-MOM-0016, data: 16 marca 2021 r.

¹⁰² Pismo PLNG SA z dnia 2 lutego 2021 r. znak: 2021-16635, PL.471.149.17.2020.28.

¹⁰³ Projekty Zbiornik i Nabrzeże, pozostające w dużo wcześniejszej fazie realizacji, przewidziane w znacznie dłuższym horyzoncie czasowym i realizowane w większości na wydzielonych lub wręcz zewnętrznych terenach budowy pozostawiono pod nadzorem IK.

¹⁰⁴ Pismo z dnia 30 lipca 2021 r. znak: PL.0800.13.2021.1.

- premii akceleracyjnych¹⁰⁵ w łącznej wysokości 5 360 tys. zł, wypłacanych w czterech transzach w kwotach i terminach oraz na warunkach określonych w § 2 niniejszego aneksu oraz w załączniku nr 4 do aneksu;
- [...];
- wykonania robót dodatkowych: (1) systemu sygnalizacji pożaru i gazu (Fire&Gas) wycenionych na kwotę 1 340,0 tys. zł¹⁰⁶ oraz (2) dodatkowych króćców wycenionych na kwotę 222,8 tys. zł¹⁰⁷;
- rozruchu mechanicznego (Commissioning) oraz rozruchu technologicznego (Start-up), przy czym ukończenie rozruchu mechanicznego dla danego systemu i podsystemu z wynikiem pozytywnym bez jakichkolwiek usterek limitujących oznacza posiadanie Protokołu zakończenia rozruchu mechanicznego (CCC) dla danego systemu lub układu, zaś kamień milowy „Wydanie certyfikatu zakończenia montażu mechanicznego Projektu SCV” uznaje się za osiągnięty w momencie podpisania Certyfikatu zakończenia montażu mechanicznego (MC) dla ostatniego z systemów lub układów;
- dokumentacji końcowej i uporządkowania miejsc wykonywania robót – wprowadzono nowe brzmienie dotychczasowych zapisów Kontraktu SCV, odpowiednio:
 - (§ 23 ust. 9) Wszelkie braki lub błędy w Dokumentacji Końcowej zostaną uzupełnione lub poprawione przez Wykonawcę nie później niż w terminie 4 miesięcy od dnia podpisania Protokołu Odbioru Końcowego lub warunkowego Protokołu Odbioru Końcowego.
 - (§ 15 ust. 4 lit. q) "uporządkowania miejsc wykonywania Robót i jego otoczenia nie później niż w terminie 120 dni po dniu Odbioru Końcowego Zadania (Wykonawca wycofa z budowy wszelkie środki produkcji oraz załogę oraz przywróci teren do stanu pierwotnego nie później niż 120 dni od podpisania Protokołu Odbioru Końcowego przez Strony).
- [...].

(akta kontroli str. 2533-2611, 2711-2738)

Według Zarządu Gaz-System, podejście do tematu kar umownych w kontraktach budowlanych, zostało wypracowane w spółce na bazie wieloletniego doświadczenia oraz w ramach współpracy z wykonawcami, dostawcami i interesariuszami. Wprowadzony do Kontraktu SCV mechanizm pozwala wykonawcy finalnie uniknąć negatywnych skutków finansowych niedochowania terminu osiągnięcia pośredniego kamienia milowego, w sytuacji, gdy wykonawca w terminie kolejnego kamienia milowego albo w terminie ukończenia zadania zrealizuje roboty, których niewykonanie w terminie wcześniejszym skutkowało naliczeniem kary umownej.

(akta kontroli str. 2843-2931, 3181-3192)

Problem dotyczący instalacji Fire&Gas został zidentyfikowany przez GRI w czerwcu 2020 r., mimo to nie został rozwiązany przez ponad rok¹⁰⁸. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI w Gaz-System¹⁰⁹ wynikało to z opóźnień po stronie

¹⁰⁵ Postanowienie o premiach akceleracyjnych zastępowało dotychczasowe postanowienia przewidujące uprawnienia wykonawcy do uzyskania dodatkowego wynagrodzenia (bonusu) jakie mogło być należne dostawcy z tytułu skrócenia terminu na wykonanie Projektu SCV, odpowiadające wartości 15% wynagrodzenia ryczałtowego (zmniejszenie zobowiązania o 6 125 tys. zł).

¹⁰⁶ W szczególności dotyczyło to robót, które wymagają zastosowania większej liczby czujników niż wskazana wprost w Opisie Przedmiotu Zamówienia (OPZ).

¹⁰⁷ W Projekcie SCV przyjęto, że nowe rurociągi zostaną podłączone do odpowiednich, istniejących króćców Tie-In istniejących już rurociągów. W okresie czerwiec/lipiec 2021 r. trwały uzgodnienia z GRI dotyczące zakresu i polecenia zmiany w tym obszarze.

¹⁰⁸ Tj. do dnia zawarcia Aneksu nr 1 do Kontraktu SCV w dacie 22 lipca 2021 r.

¹⁰⁹ Na podstawie wyjaśnień zawartych w piśmie z dnia 20 sierpnia 2021 r. znak: PL.0800.14.2021.1.

wykonawcy robót, nie był on w stanie skonkretyzować od strony technicznej zakresu wymaganej zmiany, do czego zobowiązywał go Kontrakt SCV. Opóźnione prace projektowe w tej branży pozwoliły GRI sformułować wniosek o zmianę dopiero w dniu 29 kwietnia 2021 r. GRI kierował się chęcią wykorzystania zmiany w obszarze F&G do zmiany umownego terminu zakończenia Projektu SCV, a tym samym do usprawiedliwienia i usankcjonowania w ten sposób wszelkich opóźnień, co według Zastępcy Dyrektora PSI doprowadziło do impasu negocjacyjnego, ostatecznie kompleksowo rozwiązanego dopiero aneksem nr 1 z dnia 22 lipca 2021 r. Sytuacja z Fire&Gas była pod bieżącym nadzorem PLNG/Gaz-System. Z kolei, konieczność wykonania robót dodatkowych w zakresie króćców Tie-in została stwierdzona poprzez wykonanie na przyłączach testów szczelności, przeprowadzanych w związku z przygotowaniem do zabudowania nowych rurociągów na Terminalu LNG. Spośród 24 wytypowanych do testów połączeń, sześć zakwalifikowano, jako króćce nieszczelne. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI, nie można wykluczyć, że nieszczelności powstały już podczas pięcioletniej eksploatacji Terminalu¹¹⁰.

(akta kontroli: str. 2843-2861, 2894-2931, 3156-3165)

Załącznik nr 3 do aneksu nr 1 Kontraktu SCV – Harmonogram realizacji – zakłada, że w dacie 27 grudnia 2021 r. zostanie podpisany protokół odbioru końcowego, tymczasem § 7 aneksu wskazuje czynności w Projekcie SCV, które będą wykonywane w okresie czterech miesięcy po upływie tej daty: uzupełnianie dokumentacji końcowej oraz uporządkowanie terenu budowy. W planie bazowym przekazanie do zamawiającego dokumentacji końcowej przypadało na okres od 16 do 27 grudnia 2021 r. i zawierało się w podstawowym czasie przewidzianym na realizację Projektu SCV. W nowym harmonogramie realizacji dokonano wyeliminowania odrębnego okresu na fazę zakończenia i odbioru Projektu SCV.

Ponadto, czas trwania rozruchów próbnych, według pierwotnego harmonogramu GRI, przewidziany był na okres ponad trzech miesięcy, tj. od 25 sierpnia 2021 r. do 29 listopada 2021 r., tymczasem zał. nr 3 do aneksu nr 1 (Harmonogram realizacji) zakłada na procesy rozruchowe dwa miesiące, tj. od 27 października do 27 grudnia 2021 r. I tak np. rozruch mechaniczny systemów pomocniczych skrócono do 2 dni¹¹¹ z pierwotnie planowanych 27 dni kalendarzowych¹¹².

Okres realizacji innych czynności z ponad trzech miesięcy pierwotnie planowanych skrócono do dwóch miesięcy:

- 1) rozruch mechaniczny systemów procesowych – 16 dni¹¹³,
- 2) uruchomienie systemów – 4 dni¹¹⁴,
- 3) wypełnienie instalacji gazem i jej schłodzenie – 10 dni¹¹⁵,
- 4) uruchomienie i nastawienie systemu sterowania – 6 dni¹¹⁶,
- 5) uruchomienie urządzeń oraz testy – 8 dni¹¹⁷,
- 6) test wydajności /spełnienie gwarantowanych parametrów – 6 dni¹¹⁸,
- 7) ruch próbny – 4 dni¹¹⁹.

¹¹⁰ Nieszczelność nie była zgłoszona jako wada gwarancyjna ze względu na upływ okresu gwarancyjnego, tj. 30 miesięcy od dnia 31 maja 2016 r.

¹¹¹ 27 i 28 października 2021 r.

¹¹² Okres pomiędzy 25 sierpnia 2021 r. a 21 września 2021 r.

¹¹³ Okres pomiędzy 2 a 18 listopada 2021 r.

¹¹⁴ Okres pomiędzy 29 października 2021 r. a 2 listopada 2021 r.

¹¹⁵ Okres pomiędzy 19 a 29 listopada 2021 r.

¹¹⁶ Okres pomiędzy 30 listopada 2021 r. a 6 grudnia 2021 r.

¹¹⁷ Okres pomiędzy 7 a 15 grudnia 2021 r.

¹¹⁸ Okres pomiędzy 16 a 22 grudnia 2021 r.

¹¹⁹ Okres pomiędzy 23 grudnia a 27 grudnia 2021 r.

Zastępca Dyrektora PSI w Gaz-System¹²⁰ podał w wyjaśnieniu, że w związku z zawarciem aneksu nr 1, nastąpiła zmiana planu bazowego Projektu SCV, tym samym porównywanie odchyleń względem pierwotnego planu bazowego zatwierdzonego w czerwcu 2020 r. nie przedstawia aktualnego obrazu działań podejmowanych przez wykonawcę i zamawiającego w kontekście optymalizacji i realizacji Projektu SCV w deklarowanym terminie kontraktowym. Harmonogram bazowy opracowany został przez GRI na bardzo wstępnym etapie realizacji prac, przez co nie uwzględniał części ograniczeń wpływających na postęp realizacji robót, w tym wynikających z ogólnoświatowej pandemii Covid-19 obostrzeń mających bezpośredni wpływ na inwestycję. Niniejsze wpłynęło na produktywność oraz tempo robót realizowanych przez GRI, wymuszając zmiany w terminach realizacji zadań, powodując tym samym wystąpienie odchyleń od planu bazowego. Przy czym należy wskazać, że GRI przygotowując plan bazowy, celowo opracował go na poziomie dość ogólnym i zawarł w nim liczne bufory czasowe, mające na celu mitygację ryzyk wynikających z niedostatecznego uszczegółowienia harmonogramu, co jest działaniem powszechnie stosowanym przy opracowywaniu planów bazowych na wstępnym etapie realizacji w sytuacji ograniczonej ilości danych.

W odniesieniu do skrócenia czasu rozruchów próbnych, wyeliminowania odrębnego okresu na fazę zakończenia i odbioru Projektu SCV oraz prowadzenia czynności w sposób równoległy w okresie zimowym, Zastępca Dyrektora PSI w Gaz-System podał w wyjaśnieniu, że *w opinii służb eksploatacji Terminala LNG, przy właściwym przygotowaniu się, wskazany czas jest wystarczający na bezpieczne i prawidłowe przeprowadzenie czynności rozruchowych, o ile wykonawca przeprowadzi wcześniejsze etapy budowy zgodnie z założonymi terminami i oczekiwaną jakością. Jako kluczowy etap należy w całym procesie traktować prace w systemie sterowania DCS, których zakończenie stanowić będzie przeładowanie systemu planowane na dzień 12 października 2021 r. Kolejnym kluczowym elementem będzie zakończenie budowy rurociągów umożliwiające montaż urządzeń automatyki oraz zakończenie układania kabli elektrycznych i automatyki także planowane na połowę października¹²¹. Należy założyć, że w tym okresie zostanie zakończony w 100% montaż najważniejszego i najbardziej skomplikowanego układu, jakim są regazyfikatory SCV, które jednocześnie stanowią około 70% całego zakresu automatyki. Zakładamy, że procesy odbiorowe i rozruchowe w dużym stopniu nałożą się na siebie, ale bez uszczerbku dla bezpieczeństwa, czy też jakości prac.*

W odniesieniu do czynności rozruchowych, Zastępca Dyrektora PSI w Gaz-System wyjaśnił, że systemy i urządzenia uruchamiane w ramach Projektu SCV można w dużej mierze traktować niezależnie. Fakt prowadzenia rozruchu jednego systemu w przypadku prowadzenia jeszcze budowy lub przygotowania do rozruchu na innym systemie nie stanowi specjalnego zagrożenia dla terminowego przeprowadzenia odbioru Projektu SCV.

(akta kontroli str. 1722-2127, 2533-2611, 2711-2738, 2843-2861, 3156-3165, 3253-3311)

Na wypadek nieukończenia Projektu SCV w zakładanym terminie, Gaz-System opracował rozwiązanie alternatywne w celu pokrycia potencjalnego zwiększonego zapotrzebowania na regazyfikację, [...]. Zgodnie z Procedurą Udostępniania Terminalu LNG Gaz-System jest zobowiązany do udostępnienia dodatkowej mocy regazyfikacyjnej na poziomie 1 592 724 kWh/h od 1 stycznia 2022 r. (usługa przejściowa). Tym samym w ramach usługi przejściowej po zakończeniu Projektu

¹²⁰ Pismo z dnia 20 sierpnia 2021 r. znak: PL. 0800.14.2021.1.

¹²¹ Oszacowano na podstawie spodziewanych terminów dostaw kabli.

SCV powinien nastąpić wzrost nominalnej godzinowej zdolności Terminalu do 712,5 tys. Nm³/h. [...].

(akta kontroli str. 3164-3165, 3181-3192)

Na dzień 31 sierpnia 2021 r. Kamień Milowy Koordynacyjny – KMK16S *Projekt wykonawczy zakończony*, nie został osiągnięty od ponad pół roku¹²². W toku realizacji, w ramach KMK16S, są jeszcze zadania monitorowane, tj.: ZM – *Projekt Wykonawczy: branża elektryczna, branża Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki (AKPiA) oraz teletechniczna*, a także zadanie monitorowane ZM – *Projekt Wykonawczy pozostałe branże wydane do realizacji*¹²³. Prognozowany termin zakończenia to październik 2021 r. Według Gaz-System¹²⁴, zamknięcie KMK16S determinuje automatyka, niemniej opóźnienie tego kamienia nie blokuje żadnych robót na obiekcie. W trakcie opracowania jest również dokumentacja projektowa dla branży Fire&Gas. W sierpniu 2021 r. GRI uzyskał status akceptacji dla pierwszych dokumentów. NIK zwraca uwagę, że w sytuacji, gdy do zakończenia Projektu SCV pozostały cztery miesiące, brak osiągnięcia KMK 16S w postaci zatwierdzonej dokumentacji wykonawczej może spowodować konieczność przesunięcia terminów realizacji zadań, dla których jej nie uzyskano.

(akta kontroli str. 2746-2755, 3193-3252)

PLNG przeprowadziło w 2020 r.¹²⁵ *Procedurę Udostępniania Terminalu LNG w Świnoujściu 2020 – Procedurę Open Season*, która miała na celu zawarcie umów o regazyfikację w związku z prowadzoną rozbudową Terminalu LNG, zapewniając stworzenie mechanizmu dla największego i najbardziej bezpiecznego wykorzystania dostępnej infrastruktury LNG, zwiększenie płynności rynku paliw gazowych oraz rozwoju konkurencji, pokrycie zidentyfikowanego na etapie badania rynku oraz etapie studialnym zapotrzebowania rynku, maksymalizację przychodów generowanych przez PLNG na rzecz efektywnego inwestowania w infrastrukturę LNG oraz optymalizację kosztów usług.

W wyniku ww. Procedury¹²⁶, w dniu 29 maja 2020 r. została zawarta pomiędzy PLNG a PGNiG SA umowa o regazyfikację na świadczenie podstawowej usługi regazyfikacji, usługi przejściowej i usługi dodatkowych, przy czym:

- usługa przejściowa regazyfikacji w okresie od 2022 r.¹²⁷ do 2023 r. – na poziomie 1 592 724 kWh/h w danym roku, co łącznie z obecnie zarezerwowaną mocą wynosi 7 963 613 kWh/h, tj. około 6,2 mld Nm³ gazu rocznie w okresie 2022-2023;
- podstawowa usługa regazyfikacji w okresie od 2024 r.¹²⁸ do 2038 r. – na poziomie 4 208 612 kWh/h w danym roku, co łącznie z obecnie zarezerwowaną mocą wynosi 10 579 502 kWh/h, tj. około 8,3 mld Nm³ gazu rocznie;
- usługi dodatkowe¹²⁹ - załadunek tankowców, bunkrowanie mniejszych jednostek wykorzystujących LNG jako paliwo oraz transshipment¹³⁰.

¹²² Planowana data to luty 2021 r. według Harmonogramu Skonsolidowanego PRTLNG z dnia 28 września 2020 r.

¹²³ Według Raportu Skonsolidowanego za sierpień 2021 r. GRI kontynuuje prace nad przygotowaniem kolejnych rewizji dokumentacji.

¹²⁴ Na podstawie Protokołu ze spotkania Koordynacyjno-Statusowego Programu Rozbudowy Terminalu LNG, które miało miejsce w dniu 2 września 2021 r.

¹²⁵ Uruchomiona w dacie 23 marca 2020 r.

¹²⁶ Na podstawie streszczenia Projekt SCV – czerwiec 2021 r.

¹²⁷ Tj. zgodnie z umową o regazyfikację z dnia 29 maja 2020 r. od dnia 1 stycznia 2022 r. z zastrzeżeniem postanowień ust. 6.4-6.9. tejże umowy.

¹²⁸ Tj. zgodnie z umową o regazyfikację z dnia 29 maja 2020 r. od dnia 1 stycznia 2024 r. z zastrzeżeniem postanowień ust. 6.4-6.9. tejże umowy.

¹²⁹ Tj. zgodne ze złożoną ofertą, zarezerwowane w latach, w których zamówiona została podstawowa usługa regazyfikacji.

¹³⁰ Tzn. przeładunek pomiędzy statkami.

Na mocy tej umowy Gaz-System zobowiązał się do świadczenia ww. usług, w tym usługi przejściowej z dniem 1 stycznia 2022 r. Umowa przewiduje mechanizm przesunięcia tego terminu poprzez przesłanie powiadomienia określającego nowy termin rozpoczęcia świadczenia usług co najmniej na sześć miesięcy przed terminami rozpoczęcia świadczenia ww. usług wskazanymi w umowie.

Gaz-System nie informował PGNiG SA o możliwym przesunięciu terminu rozpoczęcia świadczenia usługi przejściowej, z uwagi na fakt, że wykonawca robót Projektu SCV, zawierając aneks nr 1 do kontraktu potwierdził jego realizację w terminie kontraktowym.

(akta kontroli str. 213-235, 273-300, 2620-2629, 3156-3165, 3181-3192)

Nadzór nad realizacją rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych pełnił jeden podmiot dla wszystkich projektów składowych, ze względu na potrzebę zapewnienia spójnego systemu koordynacji i nadzoru nad pracami realizowanymi w ramach PRTLNG. Wybór IK był w sposób znaczący uzależniony od terminów realizacji czynności prowadzonych w postępowaniach przetargowych na wybór wykonawców rozbudowy, przez co musiał postępować następczo w stosunku do tych czynności i nie mógł nastąpić przed zakończeniem wyboru wykonawców rozbudowy. Według wyjaśnień Zastępcy Dyrektora PSI w Gaz-System¹³¹, w PLNG podjęto decyzję, w oparciu o analizę własnych możliwości, że po podpisaniu umowy z wykonawcą robót Projektu SCV (tj. 24 lutego 2020 r.)¹³² funkcję nadzoru w niniejszym projekcie będzie sprawować spółka PLNG własnymi siłami do momentu wyboru IK dla całego Programu. Umowy z wykonawcami robót budowlanych w pozostałych projektach, tj. w Projekcie Zbiornik, Kolej¹³³ i Nabrzeże zostały podpisane w dniu 24 czerwca 2020 r., natomiast umowa z IK dla całego Programu została podpisana 1 września 2020 r. Okres pomiędzy podpisaniem umów na roboty budowlane dla Projektów Zbiornik, Kolej oraz Nabrzeże a terminem podpisania umowy z IK został zabezpieczony w taki sposób, że od 24 czerwca 2020 r. do 27 lipca 2020 r. nadzór nad ww. projektami pełniło PLNG, zaś w dniu 27 lipca 2020 r. zawarto umowę na świadczenie usługi przejściowego inżyniera kontraktu (dalej: PIK) dla tych projektów¹³⁴. Umowa z PIK obowiązywała do momentu przejścia nadzoru przez IK¹³⁵.

IK, na mocy umowy¹³⁶ został zobowiązany do sprawowania funkcji inspektora nadzoru inwestorskiego zgodnie z regulacjami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane oraz aktami wykonawczymi, jak również zarządzanie kontraktem, weryfikację rozliczeń i zatwierdzanie płatności, nadzór nad realizacją prac wykonawców oraz podwykonawców wykonawców, uczestnictwo w czynnościach odbiorowych, przedrozruchowych, rozruchowych, sprawdzenia parametrów (w tym gwarantowanych parametrów technicznych) i uruchomieniach oraz kontrasygnaty

¹³¹ Udzielonych na podstawie Pełnomocnictwa Zarządu z dnia 15 lipca 2021 r.

¹³² Nadzór nad Projektem SCV realizowany był w okresie luty-wrzesień 2020 r. w oparciu o zasoby własne spółki PLNG.

¹³³ Projekt Kolej został uwzględniony w postępowaniu przetargowym na rozbudowę części lądowej Terminalu LNG i finalnie w umowie nr 57/2020/PI/PLNG z dnia 24 czerwca 2020 r., z zastrzeżeniem prawa do odstąpienia od realizacji tego Projektu. W dniu 21 sierpnia 2020 r. PLNG poinformowało GRI o skorzystaniu z prawa o odstąpienia. W dniu 14 września 2020 r. został zawarty aneks nr 1 do umowy nr 57/2020/PI/PLNG dot. rezygnacji z realizacji Projektu Kolej i zmian, w tym ceny kontraktowej, wynikających z tej rezygnacji.

¹³⁴ Umowę zawarto z jednym z partnerów Konsorcjum, które wygrało postępowanie na wybór IK.

¹³⁵ Zgodnie z art.1.1.8. umowy na pełnienie funkcji przejściowego inżyniera kontraktu dla inwestycji „Rozbudowa części lądowej terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu” oraz „Rozbudowa części morskiej terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu” *dzień zakończenia usług PIK oznacza datę wypełnienia przez Przejściowego Inżyniera Kontraktu wszystkich usług wynikających z umowy PIK, jednak nie dłużej niż 2 miesiące od dnia zawarcia umowy PIK z zastrzeżeniem art. 6.1.25 oraz 11.3. Umowy PIK oraz możliwością przedłużenia tego okresu zgodnie z umową PIK*

¹³⁶ Umowa z dnia 1 września 2020 r. dotycząca świadczenia usługi inżyniera kontraktu na Projekcie SCV (dalej: *Umowa IK*) obowiązywała przez okres czterech miesięcy.

stosownych certyfikatów ukończenia tych czynności¹³⁷. W zakresie raportowania, do kluczowych zadań inżyniera kontraktu należało sporządzanie raportów z postępu robót i usług IK w cyklu miesięcznym. IK regularnie raportował przebieg realizacji Projektu SCV, wskazując ilość i rodzaj przeprowadzonych na budowie inspekcji, dokonywał rewizji dokumentacji technicznej i projektowej oraz uczestniczył w odbiorach poszczególnych robót¹³⁸. Po zawieszeniu usługi IK w Projekcie SCV, zadania nadzoru¹³⁹ przejęli pracownicy PLNG/Gaz-System posiadający uprawnienia w poszczególnych branżach (funkcjach). Dodatkowe wsparcie stanowili pracownicy eksploatacji Terminalu, którzy w zakresie współpracy z wykonawcą robót realizowali również zadania w ramach obowiązku nadzoru.

(akta kontroli str. 273-300, 1568-1694, 1722- 2127, 2862-2931)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

2.5 Przebieg realizacji pozostałych projektów rozbudowy Terminalu LNG – Projekt Zbiornik i Projekt Nabrzeże

Opis stanu
faktycznego

Odrębne umowy na wykonanie robót¹⁴⁰ budowlanych dla Projektu Zbiornik i Projektu Nabrzeże zostały podpisane w tej samej dacie, tj. dnia 24 czerwca 2020r., zakładały ukończenie każdej z inwestycji w terminie do 24 grudnia 2023 r.¹⁴¹ i zostały zlecone temu samemu wykonawcy, który odpowiadał za realizację Projektu SCV.

Według stanu na dzień 31 lipca 2021 r.¹⁴² realizacja Projektu Zbiornik przebiega z ujemnym odchyleniem względem przyjętego planu. Odchylenie wynosi 26,47% i wzrosło o 6,18 punktu procentowego w porównaniu do poprzedniego miesiąca, w związku z tym, wezwano GRI do przedstawienia planu działań umożliwiających zniwelowanie opóźnień oraz przywrócenia zgodności harmonogramu robót z zatwierdzonym planem bazowym. GRI, w analizie przyczyn powodujących wystąpienie odstępstw od harmonogramu bazowego powołał się przede wszystkim na wydłużone terminy dostaw spowodowane m.in. niedostępnością mocy produkcyjnych dostawców materiałów z uwagi na pandemię Covid-19 oraz gwałtowne i niespodziewane podwyżki cen materiałów, w tym w szczególności elementów dachu aluminiowego. W związku z brakiem możliwości przyspieszenia dostawy aluminium GRI przedłożył Gaz-System analizę innych możliwości optymalizacji harmonogramu szczegółowego. Poinformował również, że w celu redukcji opóźnienia rozpoczęcia wykonywania wykopu pod zbiornik zwiększył liczbę pracowników, wprowadzono również pracę dwuzmianową przy wykonywaniu płyty dennej.

Projekt Nabrzeże¹⁴³, według stanu na dzień 31 lipca 2021 r.¹⁴⁴ jest realizowany z ujemnym odchyleniem na poziomie 6,59% względem planu bazowego.

¹³⁷ Na podstawie Załącznika A do Umowy IK.

¹³⁸ Na podstawie raportów miesięcznych (listopad, grudzień 2020 r.) Inżyniera Kontraktu.

¹³⁹ W rozumieniu Kontraktu SCV.

¹⁴⁰ Zgodnie z punktem 1.1.5.8 „Warunków szczególnych” Kontraktu „Roboty” oznaczają m.in. roboty stałe, roboty tymczasowe oraz cały zakres działań niezbędnych do realizacji Projektu w szczególności prace inżynierskie i projektowe, opracowanie dokumentów Wykonawcy, czynności zaopatrzeniowe, zakupy wszelkich niezbędnych materiałów i urządzeń oraz ich dostawę na teren budowy, czynności produkcyjne, prace budowlano-konstrukcyjne, czynności kontrolne, prace instalacyjno-montażowe, szkolenia dla personelu, czynności rozruchowe.

¹⁴¹ Okres realizacji 42 miesiące od daty zawarcia kontraktów. Punkt 1.1.3.3 Danych kontraktowych.

¹⁴² Zgodnie ze „Skonsolidowanym raportem miesięcznym programu rozbudowy Terminalu LNG” za lipiec 2021 r.

¹⁴³ Na podstawie Definicji Projektu Nabrzeże. Dokument podpisany przez Kierownika Projektu i członków Zespołu Programu Rozbudowy Terminalu LNG, w dniach: 28 i 29 marca 2021 r.

¹⁴⁴ Zgodnie ze „Skonsolidowanym raportem miesięcznym programu rozbudowy Terminalu LNG” za lipiec 2021 r.

Zaawansowanie rzeczowe wyniosło 9,64% (metodyka EVM). Odchylenie wartości wypracowanej wynika z opóźnień w realizacji zadań wykonawcy i dostawców. W ramach Projektu Nabrzeże prowadzone są prace nad bieżącą oceną dokumentacji, projektowaniem, wykonaniem robót budowlanych oraz zakupami wykonawcy.

Przebieg realizacji obu projektów jest monitorowany przez Gaz-System, zaś powstałe odchylenia od planu bazowego są przedmiotem bieżącej obsługi.

(akta kontroli str. 2170-2477, 2932-2963, 3181-3192)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

2.6 Monitorowanie prawidłowości wykorzystywania środków wsparcia finansowego inwestycji rozbudowy Terminalu LNG oraz stopień wykorzystania budżetu Projektu SCV

Opis stanu
faktycznego

Całkowity planowany budżet Programu Rozbudowy Terminalu LNG wyniósł 1 962 mln zł¹⁴⁵, natomiast dla projektów składowych podział był następujący: Projekt SCV – 199,4 mln zł, Projekt Zbiornik – 1 240,1 mln zł, Projekt Nabrzeże – 521,6 mln zł, Projekt Kolej – 825,3 tys. zł¹⁴⁶.

Źródła finansowania PRTLNG stanowią środki pochodzące z dotacji Unii Europejskiej¹⁴⁷ oraz środki własne, a także kredyt komercyjny¹⁴⁸.

Umowa o dofinansowanie dla projektu „Rozszerzenie funkcjonalności Terminalu LNG w Świnoujściu” zawarta w dniu 24 kwietnia 2019 r.¹⁴⁹ pomiędzy spółką Polskie LNG SA a Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym stanowiła o przyznaniu kwoty 461,0 mln zł ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020. Do dofinansowania ze środków POIiŚ zostały zgłoszone umowy na wykonanie robót budowlanych dla Projektu Zbiornik i Nabrzeże oraz umowa na pełnienie usługi inżyniera kontraktu dla całego Programu Rozbudowy Terminalu LNG. W związku z odstępieniem od realizacji Projektu Kolej, Polskie LNG SA poinformowało Instytut Nafty i Gazu (Instytucję Wdrażającą) o planowanej zmianie w rzeczowym zakresie projektu POIiŚ¹⁵⁰. Termin złożenia poprawionego i pozytywnie zaopiniowanego przez JASPERS wniosku do KE zaplanowano na wrzesień bieżącego roku.

Prawidłowość wydatkowania środków z ww. umowy o dofinansowanie nie była przedmiotem kontroli Instytutu Nafty i Gazu, ani innej instytucji badającej prawidłowość wydatkowania środków unijnych¹⁵¹. Gaz-System posiada procedury wewnętrzne dotyczące obiegu i kontroli dokumentów księgowych, politykę – zasady rachunkowości, w tym zasady rachunkowości dla projektów współfinansowanych ze środków Unii Europejskiej.

¹⁴⁵ Budżet zaplanowany jako suma CAPEX i OPEX.

¹⁴⁶ Budżet PRTLNG w odniesieniu do Projektu Kolej uwzględniał wydatki na planowanie dla Projektu Kolej.

¹⁴⁷ Dotacją objęte są Projekt Zbiornik, Projekt Nabrzeże oraz umowa na pełnienie usługi inżyniera kontraktu dla całego Programu Rozbudowy Terminalu LNG.

¹⁴⁸ Z zastrzeżeniem, że w pierwszej kolejności spółka alokuje własne środki do realizacji projektów.

¹⁴⁹ Okres ważności umowy do dnia 31 grudnia 2023 r.

¹⁵⁰ Na podstawie wyjaśnień przekazanych w piśmie z dnia 9 lipca 2021 r. znak: 2021-109596, PL. 0800.10.2021.1.

¹⁵¹ Według stanu na dzień 9 lipca 2021 r. PLNG/ Gaz-System złożył dziesięć wniosków o płatność celem weryfikacji przez Instytucję Wdrażającą, z czego dwa wnioski dotyczyły refundacji ze środków unijnych, pozostałe były wnioskami sprawozdawczymi. Jeden z dwóch wniosków o refundację został zatwierdzony w dniu 2 grudnia 2020 r. i spółka otrzymała środki we wnioskowanej kwocie. Drugi natomiast, złożony w dniu 16 czerwca 2021 r. jest w trakcie rozpatrywania.

(akta kontroli, str. 254-265, 1374-1453, 1568-1580, 2525-2532, 2612-2619, 2862-2931, 3242-3252)

Wykonanie wydatków według stanu na dzień 31 lipca 2021 r. wyniosło 254,8 mln zł¹⁵², w tym: Projekt SCV: 105,5 mln zł, Projekt Zbiornik: 131,3 mln zł, Projekt Nabrzeże: 17,1 mln zł, Projekt Kolej: 0,9 mln zł¹⁵³.

Stopień zaangażowania środków¹⁵⁴ w każdym z realizowanych projektów składowych przekroczył 90%. W zakres kluczowych umów Programu Rozbudowy Terminalu LNG wchodziły umowy na dokumentację planistyczną i projektową, umowy o generalne wykonawstwo, umowy dla Projektu SCV na dostawę kluczowych urządzeń, umowa na świadczenie usługi odbiorów jakościowych i nadzorowania realizacji dostaw inwestorskich oraz umowy na świadczenie usługi w zakresie nadzoru inwestorskiego¹⁵⁵. Realizacja budżetu PRTLNG, w odniesieniu do umów o generalne wykonawstwo¹⁵⁶, tj. umów o największej kwotowej wartości, przebiegała w sposób korespondujący z rzeczowym przebiegiem realizacji poszczególnych projektów składowych.

(akta kontroli, str. 254-255, 264-265, 2525-2532, 2862-2931, 3181-3192, 3242-3252)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Gaz-System rzetelnie, z należyтым zaangażowaniem wywiązywał się z wykonywania zadań związanych z realizacją Projektu SCV, jak również z zadań wynikających z roli Koordynatora, powierzonych na mocy ustawy z dnia 9 sierpnia 2019 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Na bieżąco monitorował postęp prac w Projekcie, zarządzał jego przebiegiem i reagował na pojawiające się zakłócenia, w sposób niwelujący ich negatywne konsekwencje.

Realizacja inwestycji w zakresie dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej Terminalu LNG już od momentu przyjęcia wstępnych założeń *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* w maju 2018 r. przebiegała w warunkach opóźnienia, wygenerowanego we wczesnej fazie realizacji Projektu. Niepowodzenie w postępowaniach przetargowych na dostawę kluczowych urządzeń oraz wydłużająca się procedura wyboru generalnego realizatora inwestycji oraz inżyniera kontraktu wpłynęły na możliwość jednoznacznie zdefiniowania przez PLNG wiążących założeń harmonogramowych Projektu SCV, a tym samym na możliwość opracowania przez Gaz-System realistycznego Harmonogramu Skonsolidowanego PRTLNG. Gaz-System wywiązując się z obowiązku przedłożył w lutym 2019 r. Pełnomocnikowi Rządu ds. SIE taki harmonogram, niemniej, terminy w nim zawarte oparte były na szacunkach i prognozach, głównie z powodu braku wyłonienia wykonawcy inwestycji. Podpisanie w lutym 2020 r. przez PLNG umowy na generalne wykonawstwo Projektu SCV, a w czerwcu 2020 r. umowy na wykonanie kolejnych Projektów PRTLNG, pozwoliło Koordynatorowi, przy wykorzystaniu bieżących analiz postępu realizacji HS, wnioskować o jego aktualizację i uzyskać jego zatwierdzenie we wrześniu 2020 r.

¹⁵² Wielkość środków wydatkowanych z dotacji UE dla PRTLNG, według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r., wynosiła 83,2 mln zł, z uwzględnieniem kwoty 6,4 mln zł na Projekcie Nabrzeże stanowiącej środki wydatkowane na rozliczenie faktury zaliczkowej.

¹⁵³ Wielkość wydatków wykonanych przewyższa wielkość planu, z uwagi na ujęcie w kosztach Projektu Kolej kosztu wykonania dokumentu pn. Analiza ruchu kolejowego (tj. 82,3 tys. zł); należącego do kategorii zarządzania projektem.

¹⁵⁴ Liczony według wzoru: (plan inwestycyjny plus plan kosztów na 2021)/ całkowity budżet. Plan inwestycyjny uwzględnia m.in. rezerwę na waloryzację, roboty dodatkowe w ramach podpisanych umów oraz premię na sukces w ramach umów. Dane zostały zaprezentowane w ujęciu memoriałowym.

¹⁵⁵ Z uwzględnieniem umowy przejściowego inżyniera kontraktu (tzw. PIK).

¹⁵⁶ Wartość zawartych umów stanowi 87,9% zaplanowanego budżetu PRTLNG.

Faza realizacyjna Projektu SCV, od momentu przekazania terenu budowy GRI, postępowała z licznymi odchyleniami od harmonogramu realizacji. Opóźnienie po trzech miesiącach wynosiło ok. 30 dni i utrzymywało się przez kolejne miesiące 2020 r. Niniejsza sytuacja była przedmiotem interwencji PLNG oraz inżyniera kontraktu¹⁵⁷, wskutek czego w styczniu 2021 r. GRI został wezwany do opracowania planu naprawczego (tzw. *Status Report*). NIK ocenia, że działania PLNG/Gaz-System podejmowane w stosunku do GRI, były adekwatne i prowadzone na bieżąco. Zawarcie aneksu do Kontraktu SCV w dniu 22 lipca 2021 r., tj. pięć miesięcy przed planowanym terminem ukończenia Projektu SCV, mogło być działaniem spóźnionym, niemniej niezbędnym w celu uporządkowania kwestii spornych pomiędzy GRI i Gaz-System, a także sposobem zapewnienia ciągłości realizacji Projektu SCV oraz przywrócenia pierwotnej daty ukończenia inwestycji (grudzień 2021 r.). Zmiany wprowadzone aneksem spowodowały wyeliminowanie w harmonogramie realizacji odrębnego okresu przewidzianego na fazę zakończenia i odbioru inwestycji oraz przeniesienie czynności związanych z dokumentacją końcową i pracami porządkowymi na placu robót na okres pierwszych czterech miesięcy 2022 r. Wyeliminowano także rezerwy czasu na nieprzewidziane zdarzenia. Ponadto, faza rozruchów instalacji regazyfikacyjnej została skrócona, zaś czynności skumulowane w jednym czasie. W ocenie NIK, prowadzi to do wydłużenia rzeczywistego czasu realizacji Projektu SCV o cztery miesiące i jednocześnie rodzi ryzyko niepowodzenia dotrzymania terminów przewidzianych na przeprowadzenie fazy rozruchów. Opracowanie przez Gaz-System planu awaryjnego, na wypadek nieukończenia Projektu SCV w terminie, celem dotrzymania zobowiązań określonych w Procedurze Udostępniania Terminalu LNG, NIK ocenia pozytywnie.

OBSZAR

3. Realizacja zadań mających na celu przygotowanie i budowę nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z krajami sąsiednimi

3.1. Gazociąg międzysystemowy Polska – Litwa (GIPL)

Opis stanu faktycznego

Stronami projektu są Gaz-System – operator polskiego systemu przesyłowego oraz AB Amber Grid – operator litewskiego systemu przesyłowego. W Polsce inwestycja jest realizowana na podstawie przepisów *ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*¹⁵⁸. Łączna długość gazociągu po stronie polskiej, od granicy z Litwą do TG Hołowczyce, wynosi ok. 343 km, a po stronie litewskiej – ok. 165 km. Połączenie o przepustowości ok. 2,4-4,1 mld m³/rok ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu.

W skład programu budowy GIPL wchodzi dostosowanie TG Hołowczyce do wyższego ciśnienia tłoczenia gazu (8,4MPa). Dodatkowo Spółka realizuje zakup nowego agregatu do sprężania gazu (zadanie to nie jest finansowane ze środków UE i nie jest częścią składową programu GIPL).

Z budową GIPL jest częściowo związana budowa i finansowanie TG Gustorzyn. TG Gustorzyn będzie służyć rozprowadzeniu gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tej tłoczni, a następnie jego skierowaniu m.in. w kierunku Litwy i pozostałych krajów bałtyckich (poprzez GIPL).

¹⁵⁷ Po dacie 1 września 2020 r.

¹⁵⁸ Dz. U. z 2020 r. poz. 1866, ze zm.

Harmonogramy realizacji GIPL i współpraca z AB Amber Grid

Międzynarodowa umowa Connection Agreement, która została zawarta 24 maja 2018 r., stanowi zobowiązanie stron do realizacji inwestycji budowy GIPL na terenie obu krajów oraz na ich granicy. Umowa określiła prawne, biznesowe i techniczne aspekty realizacji projektu, a także harmonogram prac przygotowawczych i budowlanych dotyczący odcinka GIPL na Litwie, w Polsce oraz budowy nowej TG w Gustorzynie (załącznik 5 do umowy).

Według przyjętego harmonogramu zwieńczeniem budowy gazociągu na terenie Polski i Litwy oraz TG w Gustorzynie było uzyskanie pozwoleń na użytkowanie w terminie do 31 grudnia 2021 r. Do istotnych granicznych terminów poprzedzających uzyskanie tych pozwoleń – w odniesieniu do polskiego odcinka GIPL – należały m.in.:

- zawarcie umów na roboty budowlane i dostawy rur stalowych potrzebnych do budowy GIPL – do 30 września 2019 r.
- budowa rurociągu oraz rozruch i testy rurociągu – do grudnia 2021 r.
- zakończenie budowy TG Gustorzynie – do 31 sierpnia 2021 r. oraz zakończenie testów i rozruch tłoczni – do 31 października 2021 r.

Umowa Connection Agreement nie była aneksowana w związku z opóźnieniami w realizacji kamieni milowych określonych w powyższym dokumencie. Podczas posiedzenia Komitetu Sterującego we wrześniu 2020 r. operator litewski został poinformowany o planowanych datach zakończenia inwestycji wynikających z zawartych umów z wykonawcami robót budowlanych, zarówno dla gazociągu i TG Hołowczyce (maj 2022 r.), jak i TG Gustorzyn (wrzesień 2022 r.). Taki tryb komunikowania i wprowadzenia zmian został przewidziany w art. 11.3 Connection Agreement i dotyczy opóźnień każdej ze stron do ośmiu kwartałów względem pierwotnej planowanej daty ukończenia projektu.

(akta kontroli str.605,641-642,646-649,744-751)

Działania poprzedzające i przygotowujące realizację prac budowlanych odcinków GIPL i TG Hołowczyce

Gaz-System w wyniku przeprowadzonych dwóch przetargów nieograniczonych i zakończeniu procedur odwoławczych zawarł w 2015 r. i w 2018 r. dwie umowy na wykonanie kompleksowej dokumentacji projektowej dla GIPL.

Pierwszą umowę Gaz-System zawarł z firmą projektową w dniu 18 czerwca 2015 r. na wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej dla pierwotnie projektowanego gazociągu Rembelszczyzna-Granica RP. Wykonanie umowy miało nastąpić w terminie do 24 miesięcy (tj. do 18 czerwca 2017 r.) w zakresie przygotowania dokumentacji projektowej dla GIPL, a w zakresie nadzoru autorskiego nad realizacją inwestycji GIPL – do czasu podpisania przez Spółkę protokołu odbioru końcowego bez zastrzeżeń, lecz nie później niż w ciągu 57 miesięcy od zawarcia tej umowy (do 18 marca 2020 r.). Z preambuły aneksu 1 oraz treści porozumienia, zawartych 14 czerwca 2017 r. do umowy z projektantem wynika, że Gaz-System wstrzymał prace projektowe na odcinku od punktu startowego gazociągu w Rembelszczyźnie do wejścia gazociągu na teren ZZU¹⁵⁹ Rudka-Skroda. Wskazano na zaistniałe istotne zmiany okoliczności powodujące, że częściowe wykonanie umowy przestało leżeć w interesie publicznym, czego nie można było przewidzieć w chwili jej zawarcia. Dyrektor Pionu Rozwoju Rynku Gazu wyjaśnił¹⁶⁰, że warunkiem rozpoczęcia rozbudowy TG Rembelszczyzna III przewidzianej w projekcie GIPL było zakończenie realizacji etapu budowy TG Rembelszczyzna II. Problemy wynikły przy

¹⁵⁹ ZZU: Zespół Zaporowo-Upustowy.

¹⁶⁰ Pismo z dnia 17 września 2021 r., znak PU.0800.2.2021.1.

realizacji tego etapu stanowiły główną przyczynę zmiany trasy GIPL. Związane były przede wszystkim z przekroczeniem norm hałasu, trudnościami z podłączeniem nowych gazociągów do obiektu ze względu na gęstą zabudowę i mnogość instalacji na działce węzła i TG Rembelszczyzna, niewywiązywaniem się wykonawcy z umownych postanowień. Po przeprowadzeniu gruntownych analiz w Spółce stwierdzono, że określenie terminu zakończenia inwestycji Rembelszczyzna II jest niemożliwe, co miało by niewątpliwie wpływ na wykonalność połączenia międzysystemowego Polska – Litwa.

W związku z powyższym Gaz-System podjął decyzję o przeniesieniu początku gazociągu z TG Rembelszczyzna na TG Hołowczyce (która w perspektywie zaprzestania odbioru gazu zza wschodniej granicy będzie w całości do wykorzystania) oraz o dostosowaniu przebiegu części trasy gazociągu do zmienionego punktu początkowego (z jednoczesną możliwością zwiększenia gazyfikacji Polski północno-wschodniej, w szczególności dodatkowego zasilenia rejonu Białegostoku w gaz). Po uzyskaniu od firmy projektowej rekomendacji dotyczącej najkorzystniejszego wariantu przebiegu trasy GIPL, łączącego TG Hołowczyce z dotychczas projektowanym gazociągiem – w marcu 2017 r. zdecydowano o przyjęciu nowej trasy GIPL. Dokonano podziału inwestycji na trzy odrębne projekty: północny (będący przedmiotem dotychczasowego projektu), południowy oraz rozbudowę TG Hołowczyce. Zaktualizowano szczegółowy wykaz zadań inwestycyjnych, powołano komisję przetargową do wyłonienia nowej firmy projektowej dla odcinka południowego. Umowa z dotychczasowym wykonawcą została wydłużona na przygotowanie dokumentacji projektowej dla odcinka północnego maksymalnie do 36 miesięcy (do 18 czerwca 2018 r.) oraz nadzoru autorskiego maksymalnie do 68 miesięcy (do 18 sierpnia 2020 r.) od daty zawarcia pierwotnej umowy. Odstąpiono od umowy w zakresie od odcinka startowego GIPL w Rembelszczyźnie do wejścia gazociągu na teren ZZU Rudka-Skroda.

Odcinek północny objął trasę od ZZU Rudka-Skroda do granicy Polski z Litwą o długości ok. 185 km z trzema zadaniami realizacyjnymi, tj. nr 1: ZZU Rudka Skroda – ZZU Konopki (ok. 61 km), nr 2: ZZU Konopki – ZZU Kuków (ok. 77 km) i nr 3: ZZU Kuków – granica PL-LT (ok. 47 km).

Odcinek południowy objął inwestycję od TG Hołowczyce do ZZU Rudka-Skroda o długości ok. 158 km, który podzielono na dwa zadania realizacyjne, tj. nr 1: TG Hołowczyce do granicy woj. podlaskiego/Gnaty-Soczewka (ok. 72,5 km) i nr 2: granica woj. podlaskiego/Gnaty-Soczewka – ZZU Rudka-Skroda (ok. 84,7 km).

Umowa na wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz na pełnienie nadzoru autorskiego dla odcinka południowego GIPL została w dniu 12 stycznia 2018 r. zawarta z biurem projektowym wyłonionym w drodze przetargu przeprowadzonego w 2017 r.

Spółka regularnie dokonywała przeglądu stanu zawansowania prac projektowych, w tym przeprowadzała kontrole w siedzibie firm projektowych. W szczególności kilkakrotnie identyfikowała zagrożenia wynikające z opóźnień w pracach projektowych dla odcinka północnego – ostatecznie projekt wykonawczy po kierowanych monitach, uzupełnieniach, korektach został przyjęty przez Spółkę w dniu 1 lipca 2019 r. Dla części południowej projekt wykonawczy odebrano 28 listopada 2019 r. Wykonawcy dokumentacji projektowej dla obu odcinków GIPL m.in. uzyskali niezbędne decyzje: o środowiskowych uwarunkowaniach, decyzje lokalizacyjne, decyzje zatwierdzające projekty robót geologicznych dla poszczególnych województw oraz wykonali zaplanowane prace geologiczne – otwory płytkie i głębokie.

(akta kontroli str.605,613-640, 646, 650-655, 737-741, 752-847)

Wybór dostawców i wykonawców

Umowy o generalną realizację inwestycji zostały zawarte z WRB na poszczególnych pięciu odcinkach GIPL po przeprowadzeniu (w latach 2019-2020) dwóch przetargów nieograniczonych oraz po zakończeniu procedur odwoławczych.

Umowy z WRB zostały podpisane w 2020 r.: w marcu (zadanie nr 3/pln.), w kwietniu (zadanie nr 2/pn.), w maju (zadanie nr 1/pln.) oraz pod koniec lipca (zadanie nr 1 i 2/płd.). Określone w umowach z WRB maksymalne terminy realizacji inwestycji, licząc od dnia zawarcia danej umowy, wynosiły 24 bądź 26 miesięcy, natomiast terminy odbiorów: technicznego – 20 miesięcy i odbioru eksploatacyjnego – 23 miesiące. W związku z powyższymi postanowieniami realizacja budowy GIPL na poszczególnych odcinkach – według stanu na koniec sierpnia 2021 r. – powinna zakończyć się najpóźniej w okresie maj – lipiec 2022 r.¹⁶¹

Umowy o generalną realizację inwestycji zawierały postanowienia dotyczące odpowiedzialności wykonawców w zakresie dostaw na teren budowy materiałów i urządzeń ze świadectwem spełnienia norm określonych przepisami prawa. Zawierały postanowienia regulujące kwestie podwykonawstwa oraz kontroli postępu prac budowlanych. WRB byli odpowiedzialni za działania/zaniechania podwykonawców, jak za własne działania i pomimo powierzenia robót nie byli zwolnieni z odpowiedzialności za należyte wykonanie zobowiązań wynikających z umów oraz przepisów prawa. Umowy wskazywały rodzaje prac, które WRB przewidzieli do powierzenia podwykonawcom.

(akta kontroli str.650-655)

Dostawy inwestorskie na rury przewodowe, armatura gazowa (zasuwy klinowe i zawory kulowe) oraz elementy kształtowe (zwężki, trójniki i łuki gięte indukcyjnie) do zakończenia kontroli były realizowane na podstawie ponad 20 umów (ramowych i wykonawczych) zawartych przez Spółkę w drodze zamówień publicznych w latach 2019-2020, a następnie umów o charakterze uzupełniającym.

(akta kontroli str.656, 876)

Realizacja inwestycji

Realizacja inwestycji przez WRB odbywała się w poszczególnych pięciu zadaniach na podstawie harmonogramów bazowych, uzgodnionych z wykonawcami nadzoru inwestycyjnego¹⁶² i zatwierdzonych przez Gaz-System na podstawie umów o generalną realizację inwestycji. Do zakończenia kontroli harmonogramy bazowe nie były przedmiotem aneksów i obowiązywały w pierwotnej wersji przygotowanej w oparciu o wzór i wytyczne określone przez Spółkę. Szczegółowe harmonogramy bieżącej realizacji inwestycji były – na podstawie umów zawartych z WRB – przygotowywane i aktualizowane przez wykonawców na potrzeby kontroli przebiegu inwestycji i sprawozdawczości.

Według stanu na 31 lipca 2021 r.¹⁶³ poziom zaawansowania rzeczowego programu GIPL, według wartości wypracowanej EV, wyniósł 76,44% wartości kosztu bazowego (PV). Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wynosiło -4,35% wartości planowanej programu GIPL i uległo poprawie, tj. zmniejszyło się o -0,15 pp. w stosunku do stanu na koniec czerwca 2021 r. Projekty w poszczególnych zadaniach nie miały odchyżeń w zakresie kosztu.

¹⁶¹ Umowa na realizację zadania 2 na odcinku płd. zawiera regulację, że zamawiający może przedłużyć terminy: odbioru eksploatacyjnego lub odbioru końcowego - maksymalnie o 6 miesięcy (do 29 stycznia 2023 r.).

¹⁶² Dalej: WNI.

¹⁶³ Według danych przedstawionych w Skonsolidowanym Raporcie Miesięcznym Programu Polska-Litwa za lipiec 2021 r.

Dwa zadania – nr 1 na odcinku północnym i nr 1 na odcinku południowym – wykazywały wyprzedzenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej¹⁶⁴. W zadaniu nr 1 na odcinku północnym zakończono prace na odcinku liniowym i rekultywację terenów, trwały prace instalacyjne i ogólnobudowlane oraz przekazywanie nieruchomości właścicielom. Nieznaczne odchylenie postępu prac od przyjętego planu (w zakresie prefabrykacji układów technologicznych i montażu na ZZU Rudka Skroda) odnotowano w związku z opóźnionymi dostawami inwestorskimi w zakresie kształtek. W zadaniu nr 1 na odcinku południowym w lipcu 2021 r. zakończono spawanie liniowe, wykonanie wykopu i układki, z wyprzedzeniem realizowano zasypanie gazociągu i rekultywację terenów. Podjęto przygotowania do rozpoczęcia prób ciśnieniowych gazociągu.

Pozostałe trzy z pięciu zadań: nr 2 i nr 3 na odcinku północnym oraz zadanie nr 2 na odcinku południowym notowały ujemne odchylenia wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej (WRB przedkładali protokoły konieczności w związku z wystąpieniem problemów w trakcie realizacji inwestycji, lecz nie wszystkie zostały zaakceptowane i przyjęte przez Spółkę). I tak:

Odcinek północny – zadanie nr 2

Poziom rzeczowego zaawansowania na tym odcinku na koniec lipca 2021 r. wynosił 83,41%. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej zmniejszyło się z poziomu -23,74% według stanu na koniec lutego 2021 r. do stanu: -8,44% na koniec lipca 2021 r. Opóźnienie wynikało przede wszystkim z późniejszego niż planowano rozpoczęcia spawania liniowego oraz wykopów, co miało następnie wpływ na tempo realizacji układki gazociągu. Niemożność „potokowej” realizacji prac była spowodowana odmową udostępnienia 39 nieruchomości przez ich właścicieli, w wyniku czego nastąpiła konieczność wszczęcia procedury administracyjnej w celu uzyskania dostępu działek do prowadzenia inwestycji na mocy decyzji lokalizacyjnej. Dodatkowo w trakcie prac w kwietniu 2021 r. stwierdzono odmienne warunki geologiczne (grunty nienośne) wymagające zmiany projektowej polegającej na wzmocnieniu podłoża gruntowego.) Na tym odcinku wystąpiły ponadto nieterminowe dostawy inwestorskie łuków indukcyjnych, trójników oraz armatury.

Wobec zaistniałych okoliczności zostały wprowadzone korekty kolejności spawania liniowego poszczególnych odcinków realizacyjnych. Odcinki niedostępne ze względu na brak dostępu do nieruchomości zostały ustawione jako ostatnie w kolejności realizacyjnej. Wobec zastrzeżeń do tempa realizacji oraz wezwań do zwiększenia wydajności spawania liniowego WRB pozyskał dodatkowe zasoby w zakresie spawania liniowego, dysponujące technologią umożliwiającą realizację szybszych przerzutów niż stosowana dotychczas technologia. W celu zwiększenia tempa układki utworzona została ponadto dodatkowa grupa układowa wspierająca zespoły pierwotnie uformowane przez WRB.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe, przewierty, przewierty metodą HDD, przeciski, mikrotunele. Zaawansowanie izolacji spoin, wykopów, układki wyniosło 99%, spawanie montażowe – 95%, zasypka – 97%.

Odcinek północny – zadanie nr 3

Poziom rzeczowego zaawansowania na tym odcinku na koniec lipca 2021 r. wynosił 85,6%. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wyniosło -6,22% i utrzymało się na podobnym poziomie w stosunku do stanu z końca grudnia 2020 r. (-6%).

¹⁶⁴ Poziom zaawansowania rzeczowego badany jest metodą „Monitoring Earned Value”.

Spowolnienie inwestycji wynikało przede wszystkim z wystąpienia w I półroczu 2021 r. trudnych warunków pogodowych (po mroźnej zimie w I kwartale nastąpiły roztopy; na części odcinków gruntów nienośnych wystąpiły miejscowe zalania, w których woda utrzymywała się do czerwca – w efekcie nie mogły być realizowane prace na wcześniej planowanych odcinkach). Miały miejsce również opóźnienia dostaw inwestorskich wynikające z pandemii COVID-19. Wskazano także na niezgodności z dokumentacją projektową (dodatkowe nieujęte w dokumentacji projektowej stanowiska archeologiczne, zabezpieczenia przekraczanej linii kolejowej, odmienne warunki gruntowe lub parametry występowania gruntów nienośnych). Przyczyny te wpłynęły na tempo realizacji układki, która w powyższym okresie była o ponad 40% niższa od planowanej.

W wyniku monitów kierowanych przez Spółkę, WRB wprowadził pracę w dwóch grupach układowych oraz zastosował pracę równoległe na dwóch obiektach (ZZU Grauże Stare i ZZU Sankury), a następnie uruchomił trzecią grupę układową.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. do zrealizowania pozostały odcinki gruntów nienośnych, na których wykonywano wzmocnienie podłoża. Realizowano prace (krocząco) na trzech odcinkach gruntów nienośnych. Prace były przeprowadzane w bardzo trudnych warunkach geologicznych, co wymagało stosowania specjalnych zabezpieczeń.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe, przewierty przeciski. Zaawansowanie innych wybranych prac budowlanych wyniosło: wykopy – 99%, izolacja spoin oraz układka – 97%, zasyпка – 90%. W lipcu 2021 r. rozpoczęto przygotowania do wykonania w kolejnych miesiącach hydraulicznych prób wytrzymałości i szczelności gazociągu.

Odcinek południowy – zadanie 2

Poziom rzeczowego zaawansowania na tym odcinku na koniec lipca 2021 r. wynosił 74,45%. Odchylenie wykonania rzeczowego wyniosło -6,43% i uległo poprawie w stosunku do stanu sprzed miesiąca (-8,12%).

Główne opóźnienia WRB, będące konsekwencją wystąpienia bardzo trudnych warunków pogodowych (w I kwartale 2021 r.), odnotowano na układce gazociągu oraz metodach bezwykopowych przy wykonaniu otworu wiertniczego wraz z ułożeniem rurociągu na rzekach Narew i Brok. Z uwagi na odmienne warunki geologiczne niż zawarto w dokumentacji projektowej w rejonie rzeki Gać, WNA przedstawił projekt zamienny, a WRB – projekt wymiany gruntu i wzmocnienia podłoża. WRB przewidział montaż gazociągu na tym odcinku od września 2021 r.

W czerwcu 2021 r. WRB zgłosił problemy z dostawą trójników DN700 z Włoch – z uwagi na negatywne wyniki badań nastąpiła konieczność ponownej obróbki termicznej. We wcześniejszych okresach notowano opóźnienia inwestorskie dostaw rur oraz łuków wynikające z pandemii Covid-19 (1-2 miesiące).

W wyniku monitów kierowanych przez Gaz-System WRB podjął działania zaradcze. W lutym 2021 r. na budowę wprowadzono firmę podwykonawczą, która swoim zakresem prac rozwinęła drugi front robót (w tym metody bezwykopowe). W kwietniu i maju 2021 r. wprowadzono trzecią i czwartą grupę układową wraz ze spawaniem montażowym. Od maja do lipca 2021 r. na budowę zostało wprowadzonych czterech dodatkowych podwykonawców na wykonanie przekroczeń bezwykopowych. Zastępca Dyrektora Pionu Inwestycji wyjaśniła¹⁶⁵, że wszystkie powyższe działania pozwoliły na nadrobienie większości opóźnienia wygenerowanego w miesiącach zimowych (w czerwcu wskazano na utrzymywaną wysoką wydajność WRB w zakresie układki - wykonano 15 km). W zakresie metod

¹⁶⁵ Pismo z dnia 18 sierpnia 2021 r., znak PI.0800.1.2021.5.

bezwykopowych zostały wykonane wszystkie przekroczenia mikrotunelowe, a do wykonania pozostało siedem przecisków/przewierć oraz przekroczenia rzek Narew i Brok.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe oraz wykonano przekroczenia bezwykopowe. Zaawansowanie wybranych prac budowlanych wyniosło: izolacja styków i wykopy – 91%, ukladka – 90%, zasypka – 79%.

(akta kontroli str. 649-732, 848-880)

Według stanu na koniec lipca 2021 r. czterej WRB deklarowali zakończenie realizacji w uzgodnionych terminach. W odniesieniu do zadania nr 2 na odcinku północnym WRB zgłosił w lipcu 2021 r. program naprawczy wprowadzający przesunięcie terminów realizacji inwestycji. Zastępca Dyrektora Pionu Inwestycji wyjaśniła¹⁶⁶, że program naprawczy został odrzucony przez Spółkę (zgodnie z rekomendacją WNI), ze względu na brak zasadności przytoczonych argumentów przez wykonawcę.

Dostosowanie TG Hołowczyce II do wyższego ciśnienia tłoczenia (z 5,5 MPa do 8,4 MPa)

Umowa na dostosowanie TG Hołowczyce II do pracy przy ciśnieniu 8,4 MPa została zawarta 19 marca 2021 r. po wcześniejszym unieważnieniu dwóch przetargów nieograniczonych (w czerwcu i październiku 2020 r.), z uwagi na przekroczenie, w ofertach niepodlegających odrzuceniu, ceny jaką Spółka zamierzała przeznaczyć na sfinansowanie zamówienia.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. projekt znajdował się w początkowej fazie realizacji – poziom zaawansowania rzeczowego według wartości wypracowanej (EV) wynosił 13,73% wartości kosztu bazowego (PV). Odchylenie wykonania rzeczowego do wartości planowanej wyniosło +0,51% i uległo poprawie do stanu na koniec czerwca 2021 r.

W sierpniu 2021 r. zidentyfikowano problem wymagający zawarcia aneksu do umowy z WRB i wydłużenia planowanego terminu zakończenia projektu do 19 października 2022 r.¹⁶⁷ Wskazano, że wyłączenie TG Hołowczyce II na czas demontażu rur w celu wybudowania nowych będzie możliwe dopiero wówczas, gdy w TG Hołowczyce I zakończą się przeprowadzane prace remontowe. W związku z brakiem możliwości wyłączenia TG Hołowczyce II w okresie zimowym przyjęto dwuetapową realizację zadania: pierwszy etap w zakresie prac bezinwazyjnych oraz drugi etap II uwarunkowany przestojem instalacji, związany z wymianą orurowania na terenie tej tłoczni. Według stanu na 24 września 2021 r. termin realizacji dostosowania TG Hołowczyce II do tłoczenia gazu o ciśnieniu 8,4 MPa był przedmiotem uzgadniania aneksu do umowy w WRB w celu zmiany podejścia realizacyjnego i wydłużenia terminu zakończenia projektu do 19 października 2022 r.

Nowy Agregat Sprężający Hołowczyce (NASH)

Projekt był w fazie realizacji dokumentacji projektowej (umowa z dnia 2 kwietnia 2020 r.). Według stanu na koniec lipca 2021 r. opracowano dokumenty przetargowe na podstawie danych technicznych na dostawę agregatu sprężarkowego dla TG Hołowczyce. Spółka wskazała, że z uwagi na potrzebę redefinicji parametrów pracy agregatu sprężarkowego i parametrów przesyłowych TG Hołowczyce II postępowanie przetargowe na dostawę agregatu nie może być uruchomione. Przewidziano, że weryfikacja projektu wydłuży go o około 12 miesięcy.

¹⁶⁶ Tamże.

¹⁶⁷ Pierwotnie przewidywano okres wyłączenia TG Hołowczyce II na okres od końca sierpnia 2021 r. do czerwca 2021 r.

Nadzór nad realizacją GIPL

Świadczenie usług budowlanego nadzoru inwestorskiego, przyrodniczego, a także zarządzania i pełnienia kontroli nad realizacją umów o roboty budowlane prowadzone przez WRB, a także nadzór nad innymi podobnymi robotami i pracami niezbędnymi do wykonania inwestycji oraz nadzór nad realizacją umów na wycinkę drzew i krzewów – zostało pierwotnie powierzone dwóm wykonawcom nadzoru inwestycyjnego. Wyłonienie WNI nastąpiło w trybie przetargów nieograniczonych (przetarg na odcinek południowy został podzielony na dwie części tożsame z zadaniami 1 i 2).

Nadzór nad realizacją północnego odcinka GIPL został powierzony WNI na podstawie umowy z 20 marca 2020 r. Odcinek południowy GIPL został objęty nadzorem inwestycyjnym na podstawie dwóch umów zawartych 16 lipca 2020 r.: dla zadania nr 1 oraz zadania nr 2. W związku z niewywiązywaniem się przez WNI z postanowień umownych (niezłożenie raportu wstępnego i planu nadzoru, mimo upływu wyznaczonego terminu) umowa dotycząca zadania nr 1 odcinka południowego została wypowiedziana przez Spółkę, a nadzór inwestorski przejął Gaz-System, przy wsparciu zatrudnionych specjalistów z zakresu spawalnictwa, nadzoru środowiskowego oraz BHP.

W umowach z NWI określono obowiązki i odpowiedzialność wykonawcy nadzoru inwestorskiego za zgodność realizacji inwestycji WRB z przepisami prawa, decyzjami administracyjnymi, warunkami technicznymi i jakościowymi dokumentacji przetargowej oraz dokumentami wytworzonymi w trakcie realizacji zadań.

Obowiązki WNI m.in. obejmowały nadzór nad pracami geodezyjnymi, spawalniczymi oraz zatwierdzanie i kontrolę materiałów i urządzeń, sposób ich składowania i przechowywania, weryfikację materiałów i urządzeń przed ich zabudowaniem. Określono odpowiedzialność WNI za jakość i terminowość robót wykonywanych przez WRB. WNI zobowiązano do powiadamiania WRB o wykrytych wadach oraz określania koniecznych do wykonania robót poprawkowych, weryfikowania oraz akceptowania przedstawianych przez WRB harmonogramów, Planu Kontroli i Badań, Planu Zapewnienia Jakości, szczegółowych planów płatności, instrukcji technologicznych oraz innej dokumentacji budowy.

Kontrola dostaw inwestorskich

Niezależnie od kontroli dokonywanej przez organy dozoru technicznego oraz posiadanych przez dostawców własnych systemów kontroli jakości, Gaz-System wypracował własne regulacje wewnętrzne stanowiące uzupełnienie wymagań technicznych względem wymagań materiałowych. Posiadanie certyfikatów jakościowych i wytwórczych stanowiło element weryfikowany przez Spółkę na poziomie postępowań zakupowych, a także na etapie realizacji umów o dostawę. Do kontroli dostawców, producentów, procesów pośrednich (operacje przeładunkowe) i ostatecznych (procesy odbiorowe) zaangażowano podmiot zewnętrzny, czyli jednostkę inspekcyjną.

Kontrola dostaw WRB

Gaz-System opracował system zapewnienia jakości, co do materiałów używanych do zabudowy w kluczowych inwestycjach. Spółka uwzględniła w umowach kwestię dostaw materiałów (i urządzeń) realizowanych przez WRB. Schemat działania wynikał z dokumentów stanowiących element dokumentacji przetargowej. Punktem odniesienia, jaki materiał powinien zostać dopuszczony do zabudowy była zarówno umowa (ogólne odesłania do zgodności z przepisami prawa i właściwymi normami technicznymi, odesłania do ustalonych standardów i zgodności z przeznaczeniem

i rodzajem robót, dla których mają zostać wykorzystane), a także dokumentacja projektowa i regulacje wewnętrzne Spółki w obszarze materiałowym.

Wyrażanie zgody na zabudowanie materiałów i urządzeń należało do WNI. Całokształt dokumentacji materiałowej, stanowi element dokumentacji powykonawczej, która podlega kontroli w trakcie wykonywania robót oraz na etapie pozyskiwania pozwolenia na użytkowanie.

(akta kontroli str. 650-655, 718-734)

Wykorzystanie środków wsparcia inwestycji z budżetu UE i stopień wykorzystania budżetu projektu

Budżet projektu gazociągu Polska – Litwa określono na 1 238 930 tys. zł. Do dnia 31 lipca 2021 r. wydatkowanie środków wynosiło 884 972,6 tys. zł (71%). We wszystkich zadaniach w całości sfinansowane były prace w fazach dokumentacji i dostaw. Wydatkowanie środków na roboty budowlane na poszczególnych odcinkach gazociągu wynosiło od 45% do 80% planowanych kwot.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3800-3815)

W 2013 r. projekt budowy gazowego połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Litwą otrzymał od Komisji Europejskiej¹⁶⁸ status tzw. Projektu Wspólnego Zainteresowania. Decyzją KE¹⁶⁹ spółki Gaz-System i AB Amber Grid uzyskały na przygotowanie „Dokumentacji oceny oddziaływania na środowisko obejmującej okres poprzedzający uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa” dofinansowanie do łącznej kwoty wydatków 420 tys. euro, w tym dla Gaz-System orientacyjna kwota do 200 tys. euro, lecz nie więcej niż 50% wydatków kwalifikowanych. Spółka przedłożyła informację o wydatkach kwalifikowanych na łączną kwotę 321,6 tys. euro uzyskując dofinansowanie w pełnej dostępnej kwocie 160,8 tys. euro.

W dniu 11 maja 2015 r. została podpisana umowa trójstronna pomiędzy Gaz-System, AB Amber Grid, a INEA w sprawie pomocy finansowej w ramach instrumentu „Łącząc Europę” dla projektu pod nazwą „Prace przygotowawcze do realizacji gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa do uzyskania pozwolenia na budowę.” Projektowi przyznano łączne wsparcie finansowe do kwoty 10 200 tys. euro, z tego do 7 644,6 tys. euro dla Gaz-System. Spółka przedłożyła do rozliczenia wydatki kwalifikowane w wysokości 6 509,4 tys. euro, i uzyskała dofinansowanie w niemal pełnej wysokości 50% wydatków kwalifikowanych, tj. 3 254,6 tys. euro. Natomiast 15 października 2015 r. zawarto umowę pomiędzy Gaz-System, AB Amber Grid, a INEA w sprawie pomocy finansowej UE dla przedsięwzięcia pn. „Budowa gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Litwa (GIPL) wraz z infrastrukturą towarzyszącą” w ramach instrumentu „Łącząc Europę”. Projekt uzyskał wsparcie finansowe ze środków UE w kwocie do 266 386,5 tys. euro, w tym dla Gaz-System do kwoty 208 442,9 tys. euro. Do dnia 23 sierpnia 2021 r. Spółka uzyskała dofinansowanie projektu na kwotę 53 385,4 tys. euro. Była to głównie refundacja wydatków poniesionych w latach 2016-2019. Okres kwalifikowalności wydatków został wyznaczony do dnia 31 grudnia 2021 r.¹⁷⁰, przy czym termin na składanie wniosków o dofinansowanie jest o rok dłuższy.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3800-3815)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

¹⁶⁸ Dalej: KE.

¹⁶⁹ Decyzja z 27 czerwca 2014 r. nr C(2014)4515, ze zmianami.

¹⁷⁰ W lipcu 2021 r. Gaz-System oraz Amber Grid AB skierowały wniosek o przesunięcie okresu kwalifikowalności wydatków do 31 maja 2022 r.

3.2 Gazociąg międzysystemowy Polska – Słowacja

Harmonogramy realizacji gazociągu Polska – Słowacja

W kwietniu 2018 r. została zawarta umowa „Connection Agreement”¹⁷¹ pomiędzy Gaz-System a słowackim operatorem systemu przesyłowego – spółką Eustream a.s., której przedmiotem jest określenie zasad realizacji międzysystemowego połączenia gazowego Polska – Słowacja, współpracy stron w ramach projektu, oferowania przepustowości uzyskanych w wyniku realizacji projektu, harmonogramu realizacji, współpracy i odpowiedzialności w przypadku opóźnienia w jego realizacji oraz odpowiedzialności w przypadku niezrealizowania obowiązków określonych w CA do 31 grudnia 2025 r. Harmonogram ujęty w CA zakładał rozpoczęcie fazy projektowania inwestycji oraz uzyskiwania pozwoleń administracyjnych do realizacji w okresie od września 2014 r. do sierpnia 2018 r., natomiast faza budowy została zaplanowana na okres od maja 2018 r. do listopada 2022 r.

Według harmonogramu realizacji inwestycji wynikającego z umowy z wykonawcą robót budowlanych, zawartej 19 lipca 2019 r., zatwierdzonego przez Gaz-System 10 września 2019 r., termin umowy realizacji inwestycji został wyznaczony na 18 lutego 2022 r. (31 miesięcy). Wejście w fazę odbiorów końcowych zaplanowano w drugim półroczu 2021 r., w tym uzyskanie pozwolenia na użytkowanie do 30 listopada 2021 r. oraz termin odbioru końcowego do dnia 17 grudnia 2021 r. (29 miesięcy). Według stanu na dzień 23 sierpnia 2021 r. harmonogram ten nie podlegał zmianom. Harmonogram został przygotowany zgodnie z warunkami umowy z wykonawcą robót budowlanych. Harmonogram uwzględniał poszczególne etapy realizacji inwestycji począwszy od fazy opracowywania dokumentacji jakościowej do odbiorów technicznych i przekazania do użytkowania. Układ harmonogramu obejmował kilka poziomów szczegółowości dla poszczególnych odcinków i zakresu wykonywanych prac, w tym: sporządzenie dokumentów budowy, rozpoczęcie budowy, dostarczenie materiałów, przygotowanie terenu budowy, obsługę archeologiczną i saperską, wykonanie konstrukcji zabezpieczenia osuwisk i terenów zagrożonych ruchami masowymi, prace spawalnicze, wykonanie układki i zasypianie gazociągu, wykonanie przewiertów i przecisków, wykonanie prób hydraulicznych, wykonanie obiektów kubaturowych, rekultywację terenu, ułożenie rurociągu kablowego i wykonanie linii światłowodowej, uruchomienie systemu ochrony katodowej, wykonanie dróg leśnych, przeprowadzenie odbioru technicznego, uzyskanie pozwolenia na użytkowanie, przeprowadzenie rozruchu i przekazanie gazociągu do eksploatacji, zakończenie budowy, uruchomienie prac Komisji Odbioru Końcowego.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3800-3857)

Realizacja inwestycji i nadzór nad realizacją gazociągu Polska – Słowacja

Opracowanie kompletnej dokumentacji projektowej (w tym opracowanie projektu budowlanego, uzyskanie wymaganych prawem opinii, uzgodnień, sprawdzeń, oświadczeń, pozwoleń, zezwoleń i zgód dla inwestycji, opracowanie projektu wykonawczego, opracowanie projektu wykonawczego i projektów branżowych, opracowanie kosztorysu inwestorskiego, opracowanie dokumentacji niezbędnej do uzyskania uzgodnienia z Urzędem Dozoru Technicznego) oraz sprawowanie nadzoru autorskiego nad realizacją budowy połączenia gazowego Polska – Słowacja było przedmiotem umowy z projektantem z dnia 16 kwietnia 2015 r. Termin uzyskania pozwolenia na budowę ustanowiono na 23 miesiące od dnia jej zawarcia. Wykonawca został wyłoniony w drodze przetargu ograniczonego¹⁷².

¹⁷¹ Dalej CA.

¹⁷² Na podstawie art. 47 ustawy pzp.

Gaz-System uzyskał ostatecznie niezbędne decyzje o ustaleniu lokalizacji¹⁷³, decyzje środowiskowe¹⁷⁴ oraz pozwolenie na budowę w 2019 r.¹⁷⁵ W 2019 r. ze względu na odwołania od decyzji o lokalizacji inwestycji dokonano zmiany przebiegu trasy gazociągu na sześciu odcinkach. Konieczne było uzyskanie decyzji administracyjnych dla zmienionego przebiegu trasy. Decyzja o pozwoleniu na budowę dla zmienionej trasy stała się ostateczna 19 grudnia 2019 r.

Umowa na wykonanie robót budowlanych dla zadania inwestycyjnego pn. "Budowa międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Słowackiej wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi – gazociąg Strachocina – Granica RP" została zawarta 19 lipca 2019 r. Wykonawca został wyłoniony w trybie przetargu nieograniczonego. Umowa była siedmiokrotnie aneksowana w związku z wystąpieniem konieczności wykonania robót dodatkowych i zamiennych.

Usługi związane z pełnieniem funkcji nadzoru inwestorskiego (budowlanego nadzoru inwestorskiego, przyrodniczego i zarządzania realizacją inwestycji) powierzono wyspecjalizowanej spółce, wybranej w trybie przetargu nieograniczonego, na podstawie umowy z 18 kwietnia 2019 r.

We wszystkich kluczowych umowach z wykonawcami uwzględnione były klauzule dotyczące obowiązków stron umowy, zapewnienia jakości, sposobu obliczania wynagrodzenia, zasad poufności, zabezpieczenia należytego wykonania umowy, zasad komunikacji z inwestorem, a także zasady raportowania, terminy wykonania zadań, gwarancje, ubezpieczenia, warunki rozwiązania i zmian umowy oraz zasady korzystania z pracy podwykonawców.

W zakresie dostaw inwestorskich zawarto dziewięć umów z czterema wykonawcami. Przedmiotem tych umów były dostawy rur, łuków rurowych o różnych stopniach zakrzywienia, armatura gazowa wraz z serwisem i nadzorem. W umowach określono parametry jakościowe przedmiotów umowy, wynagrodzenie wykonawców, terminy i miejsca dostaw, gwarancje, kary umowne.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3800-3857)

W początkowym okresie realizacji inwestycji nastąpiła konieczność uzyskania decyzji administracyjnych oraz wykonanie zmian projektu budowlanego w związku ze zmianą przebiegu gazociągu na niektórych odcinkach i wykorzystaniem tras alternatywnych. Przyczyną zmian była konieczność optymalizacji przebiegu gazociągu w obszarach osuwiskowych, protesty społeczne części właścicieli gruntów oraz uwarunkowania techniczno-ekonomiczne. Zaprojektowano 6 odcinków zamiennych gazociągu wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

Termin umowny realizacji inwestycji został wyznaczony na 18 lutego 2022 r. W drugim półroczu 2021 r. zaplanowano wejście w fazę odbiorów końcowych, w tym uzyskanie pozwolenia na użytkowanie do 30 listopada 2021 r. oraz termin odbioru końcowego do dnia 17 grudnia 2021 r. W lutym 2021 r. wykonawca robót budowlanych złożył dokumenty do zawarcia aneksu przesuwającego termin

¹⁷³ Decyzja Wojewody Podkarpackiego nr 1/5/17 z 10 października 2017 (znak: I-V.747.1.5.2017), Decyzja Ministra Inwestycji i Rozwoju z 6 sierpnia 2018 r. (znak: DLI.1.6620.34.2017.DW.32), Decyzja Nr 1/3/19 Wojewody Podkarpackiego z 15 lipca 2019 r. (znak: N-VIII.747.1.3.2019), Decyzja nr 1/4/19 Wojewody Podkarpackiego z 19 lipca 2019 r. (znak: N-VIII.747.1.4.2019), Decyzja Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii z 22 października 2020 r. (znak: DLI-I.7620.2.2019.SG.6).

¹⁷⁴ Decyzja RDOŚ w Rzeszowie z 28 kwietnia 2017 r. (zn.: WOOŚ.4203.16.2016.AH.49), Decyzja GDOŚ z 6 lipca 2018 r. (zn.: DOOŚ.DŚI.4203.6.2017.AŁ.11), RDOŚ z 1 maja 2019 r. (zn.: WOOŚ.420.19.15.2018.AD.46), Decyzja RDOŚ z 10 maja 2019 r. (zn.: WOOŚ.420.19.16.2018.AD.53).

¹⁷⁵ Decyzja Nr 18/18 Wojewody Podkarpackiego z 28 czerwca 2018 r. (zn.: I-V.7840.1.19.2018), Decyzja Wojewody Podkarpackiego z 12 listopada 2019 r. (zn.: I-V.7840.1.28.2019).

zakończenia prac na 15 czerwca 2022 r., tj. o 4 miesiące. Opóźnienie robót budowlanych występowało w całym okresie realizacji inwestycji. W lipcu 2020 r. opóźnienie robót na niektórych odcinkach sięgało ok. 52 tygodni, natomiast w kwietniu 2021 r. zostało zmniejszone do ok. 35 tygodni. Opóźnienia wynikały z problemów z: przekazaniem placu budowy, warunkami geologicznymi i atmosferycznymi, rozbieżności z dokumentacją projektową i kolizjami gazociągu z inną infrastrukturą, zmiennością warunków hydrologicznych, znaleziskami archeologicznymi, realizacją dostaw, brakiem odpowiedniej logistyki oraz koordynacji robót wykonawcy i podwykonawców, ograniczeniami możliwości pracy dostawców i podwykonawców wynikającymi z przeciwdziałania rozprzestrzeniania się covid-2019; problemami finansowymi podwykonawców i wykonawców. Ze względu nieprzewidziane okoliczności, które wystąpiły w trakcie prowadzenia robót budowlanych, według stanu na 23 sierpnia 2021 r., wystawiono łącznie 52 protokoły konieczności na roboty dodatkowe i/lub zamienne, które wynikały głównie (62%) z rozbieżności projektu wstępnego i wykonawczego oraz warunków geologicznych.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3816-3857, 3860-4569)

Gaz-System podjął działania mające na celu intensyfikację prac i dotrzymanie terminów umownych. Wykonawca robót był wzywany do przedłożenia programu naprawczego oraz aktualizacji harmonogramu bazowego, a także niezbędnych korekt tych dokumentów. W przypadku opóźnień były podejmowane działania zaradcze, zmieniano kolejność prowadzenia prac na poszczególnych odcinkach, dokonywano przeplanowania załóg. Nadzór budowlany identyfikował problemy i wzywał wykonawcę do podjęcia działań zaradczych oraz realizacji robót zgodnie z umową. Wykonawca nadzoru budowlanego na bieżąco monitorował przebieg robót i ich zgodność z projektem budowlanym oraz harmonogramem, raportował i zatwierdzał dokumenty sporządzane przez wykonawcę robót budowlanych. Działania te przynosiły oczekiwany rezultat. W dniu 3 sierpnia 2021 r. wykonano połączenie polskiego i słowackiego odcinka gazociągu (w harmonogramie ujętym w CA zaplanowane do realizacji w 2022 r.). Według wyjaśnień¹⁷⁶ Zastępcy Dyrektora Pionu Inwestycji realizacja inwestycji jest w fazie końcowej, roboty zasadnicze zostały zakończone, teren budowy został częściowo zrekultywowany i wdrażany jest proces odszkodowawczy dotyczący gruntów. Zastępca Dyrektora wyjaśnił również, że odbiór techniczny rozpoczął się 22 września 2021 r. a zakończenie przewiduje się do 6 października 2021 r. Oznacza to wyprzedzenie harmonogramu bazowego o ok. 1 miesiąc. Faza odbiorów przebiega zgodnie z planem.

(akta kontroli str. 3786-3790, 3816-3857, 3860-4569)

Z miesięcznego skonsolidowanego raportu opracowanego przez Gaz-System według stanu na koniec sierpnia 2021 r. wynika, że poziom zaawansowania rzeczowego gazociągu Polska – Słowacja, według wartości wypracowanej EV, wyniósł 87,34% wartości kosztu bazowego (PV). Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wyniosło -7,3% wartości planowanej i uległo poprawie.

(akta kontroli str. 3816-3857)

W trakcie realizacji projektu Gaz-System pozostawał w stałym kontakcie z Eustream, wynikającym z wypracowanych sposobów komunikacji. Zastępca Dyrektora Pionu Inwestycji wyjaśniła¹⁷⁷, że przebieg realizacji inwestycji po stronie słowackiej nie odbiegał od zakładanych harmonogramów. Roboty po stronie słowackiej znajdowały się w zaawansowanej fazie. Problemy zagrażające

¹⁷⁶ Pismo z 24 września 2021 r. (znak: PI0800.1.2021.11).

¹⁷⁷ Pismo z 24 września 2021 r. (znak: PI0800.1.2021.11).

terminowej realizacji gazociągu po stronie słowackiej wystąpiły w sierpniu 2021 r., ponieważ wykonawca robót zaprzestał realizacji projektu. W wyniku spotkań z Gaz-System i INEA dokonano zmiany terminu zakończenia inwestycji do dnia 31 października 2022 r. Dokonano także zmiany harmonogramu, planowane były dodatkowe spotkania oraz wizja terenowa z udziałem Gaz-System i INEA. Wykonawca robót budowlanych wznowił prace 19 sierpnia 2021 r.

(akta kontroli str. 3793-3799)

Wykorzystanie środków wsparcia inwestycji z budżetu UE i stopień wykorzystania budżetu projektu

Budżet projektu gazociągu Polska – Słowacja oszacowano na 676 162,2 tys. zł. Do dnia 31 lipca 2021 r. wydatkowanie środków wynosiło 445 345,5 tys. zł (65%). Zakończono zostały prace zaplanowane dla fazy dokumentacji oraz dostaw, natomiast w toku były roboty budowlane, w związku z którymi wydatkowano łącznie 295 249,5 tys. zł (63%).

Komisja Europejska w październiku 2013 roku przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania”. Wsparcie przyznane zostało w ramach instrumentu „Łącząc Europę”. W lipcu 2014 r. spółki Gaz-System i Eustream otrzymały dofinansowanie Unii Europejskiej na opracowanie dokumentacji projektowej gazociągu w maksymalnej kwocie 4 601,5 tys. euro, w tym dla Gaz-System 2 267,0 tys. euro. Gaz-System uzyskał refundację w kwocie 582,6 tys. euro, tj. w pełnej wysokości 50% wydatków kwalifikowanych. Natomiast w lutym 2017 r. Gaz-System i Eustream otrzymały dofinansowanie Unii Europejskiej na prace budowlane połączenia gazowego Polska – Słowacja w maksymalnej kwocie 97,3 mln euro, w tym dla Gaz-System 45,3 mln euro. Według stanu na 23 sierpnia 2021 r. Gaz-System uzyskał refundację w kwocie 11 946,8 tys. euro z tytułu przedłożonych do rozliczenia wydatków kwalifikowanych poniesionych w latach 2017-2019. Okres kwalifikowalności wydatków upływa 31 maja 2022 r.

(akta kontroli str. 3780-3857)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia pozytywnie działania Gaz-System związane z realizacją budowy nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z Litwą i Słowacją. Gaz-System sprawnie prowadził nadzór nad procesem inwestycyjnym oraz podejmował skuteczne działania, które pozwoliły na systematyczne prowadzenie inwestycji, sukcesywne niwelowanie opóźnień oraz powinny pozwolić na uruchomienie przesyłu gazu w 2022 r. Inwestycje, mimo występujących trudności generujących opóźnienia, przechodziły poprzez wszystkie fazy realizacji od projektowania, przez fazę dostaw i następnie robót budowlanych. W odniesieniu do połączenia ze Słowacją podejmowane działania pozwoliły na wprowadzenie inwestycji w fazę odbiorów końcowych zgodnie z pierwotnie zakładanym harmonogramem, tj. w drugiej połowie 2021 r. Ponadto Gaz-System zintensyfikował współpracę z Eustream w sytuacji zagrożenia terminu uruchomienia gazociągu w związku z problemami z wykonawcą robót po stronie słowackiej.

Proces budowy GIPL według stanu na koniec lipca 2021 r. nie wykazywał istotnych opóźnień względem harmonogramów bazowych obowiązujących WRB, pomimo wystąpienia incydentalnych nieterminowych dostaw inwestorskich (m.in. związanych z pandemią Covid-19), niesprzyjających warunków atmosferycznych utrzymujących się zimą i wiosną 2021 r. oraz trudności w przejęciu działek od właścicieli nieruchomości w celu prowadzenia prac budowlanych. Gaz-System i wykonawcy w skuteczny sposób reagowali na problemy wynikłe na różnych etapach procesu inwestycyjnego. Rzetelnie realizowana była także współpraca z partnerem litewskim

AB Amber Grid. Spółka poinformowała AB Amber Grid o opóźnieniach w zawarciu umów z wykonawcami robót budowlanych i o przesunięciu daty zakończenia inwestycji GIPL i TG Hołowczyce (na maj 2022 r.). Było to konsekwencją uzasadnionej zmiany pierwotnej trasy przebiegu gazociągu, podjętej w celu umożliwienia realizacji tego projektu.

IV. Uwagi i wnioski

W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli odstępuje od formułowania uwag i wniosków.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

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

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 *ustawy o NIK* kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 *ustawy o NIK*, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Warszawa, dnia 1 października 2021 r.

Kontrolerzy

/-/ Izabela Osemek
doradca ekonomiczny

/-/ Agnieszka Kowalska-Frączyk
główny specjalista kontroli
państwowej

/-/ Agnieszka Siwczyk
specjalista kontroli państwowej

Najwyższa Izba Kontroli

Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
p.o. Dyrektora

/-/ Maciej Maciejewski

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym dokonał:

p.o. Dyrektora Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

wz. /-/ Michał Wilkowicz
p.o. Wicedyrektora Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji