



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Strategii

KST.411.001.02.2021

Pan
Paweł Szczeszek
Prezes Zarządu
Enea SA
ul. Górecka 1, 60-201 Poznań

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

I/21/001/KST – Wykonywanie zadań przez Energa SA i Enea SA w procesie inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C.

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Enea SA ¹ , ul. Górecka 1, 60-201 Poznań
Kierownik jednostki kontrolowanej	<p>Paweł Szczeszek, Prezes Zarządu, od dnia 30 czerwca 2020 r.</p> <p>Od dnia 6 czerwca 2020 r. Paweł Szczeszek był członkiem Rady Nadzorczej Enea SA delegowanym do czasowego wykonywania czynności Prezesa Zarządu.</p> <p>W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnił: Mirosław Kowalik, Prezes Zarządu, od dnia 7 stycznia 2016 r. do dnia 5 czerwca 2020 r.</p>
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Realizacja zadań związanych z inwestycją w blok energetyczny Ostrołęka C.2. Zarządzanie ryzykiem inwestycji w procesie budowy bloku Ostrołęka C.3. Działania w zakresie zmiany kluczowych założeń inwestycji. <p>(akta kontroli str. 7-42)</p>
Okres objęty kontrolą	Od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia zakończenia kontroli ² , z uwzględnieniem faktów i dowodów wykraczających poza ten okres mających znaczenie dla badanej działalności.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o <i>Najwyższej Izbie Kontroli</i> ³
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Strategii
Kontrolerzy	<p>Piotr Piątkiewicz, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/7/2021 z dnia 17 marca 2021 r.</p> <p>Łukasz Zgoda, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/9/2021 z dnia 17 marca 2021 r.</p> <p>Agnieszka Kuźniewicz, inspektor kp., upoważnienie do kontroli nr KST/16/2021 z dnia 1 kwietnia 2021 r.</p> <p>(akta kontroli str.1-6)</p>

¹ Dalej: Spółka, ENEA lub ENEA SA.

² Czynności kontrolne zostały zakończone w dniu 18 czerwca 2021 r.

³ Dz. U. z 2020 r. poz. 1200. Dalej: ustawa o *NIK*.

II. Ocena ogólna⁴ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia działania Enea SA związane z realizacją inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C⁵.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Wyrażenie przez organy korporacyjne Spółki zgody na wydanie przez Elektrownię Ostrołęka sp. z o.o.⁶ w dniu 28 grudnia 2018 r. Generalnemu Wykonawcy⁷ *Polecenia Rozpoczęcia Prac*⁸ w sytuacji braku zapewnienia finansowania inwestycji spowodowało rozpoczęcie budowy w warunkach wysokiego ryzyka jej niedokończenia. W efekcie doprowadziło to do niegospodarnego wydatkowania środków Spółki w kwocie 180,7 mln zł (180 691 050 zł), a z uwzględnieniem środków wydatkowanych przez Enea SA w celu realizacji inwestycji przed wydaniem NTP w kwocie 271,4 mln zł (271 425 000 zł) – w łącznej kwocie 452,1 mln zł (452 116 050 zł). Wraz z udzielonymi SPV pożyczkami⁹, które zostały objęte odpisami aktualizującymi ich wartość (w związku z wysokim prawdopodobieństwem ich nieściągalności), łączna kwota zaangażowanych przez Enea SA w inwestycję środków wyniosła 663 mln zł (663 021 750 zł).

Działania Spółki były niekonsekwentne, ponieważ powyższa zgoda nastąpiła po rozwiązaniu *Umowy Inwestycyjnej*¹⁰, co w jeszcze większym stopniu zwiększało ryzyko niepozyskania środków na sfinansowanie inwestycji.

Zaangażowanie Spółki w *Projekt* nie miało uzasadnienia, zarówno ze względu na brak określenia źródeł jego finansowania, jak wobec faktu, że nie było poprzedzone stosownymi analizami opłacalności inwestycji, co NIK sygnalizowała już po kontroli P/18/018 *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018*¹¹.

Zarząd Spółki podejmując uchwałę w sprawie głosowania na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu¹² SPV za wydaniem NTP nie tylko miał świadomość występującej luki finansowej¹³ w kwocie 4,0 mld zł w budżecie *Projektu* i swoich ograniczonych możliwości udziału w finansowaniu ww. inwestycji, ale także występujących ryzyk związanych z zamknięciem finansowania w przyszłości. Spółka podjęła decyzję o tak strategicznym znaczeniu, nie dysponując praktycznie środkami własnymi¹⁴ i opierając się na deklaracjach i intencjach ewentualnych inwestorów, których w żaden sposób nie potwierdzono i nie udokumentowano.

Zarząd Spółki podejmując uchwałę o wyrażeniu zgody na głosowanie na NWZ SPV za wydaniem NTP przyjął na siebie istotne ryzyka utraty wartości spółki celowej, której ENEA była *Współudziałowcem*, jako efektu niezyskania przez tę spółkę finansowania w trakcie *Fazy Budowy*.

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

⁵ Dalej także Projekt Ostrołęka C lub Projekt.

⁶ Dalej także SPV.

⁷ Konsorcjum: GE Power sp. z o.o. i ALSTOM Power Systems S.A.S. Dalej również GW.

⁸ Ang. Notice To Proceed. Dalej: NTP.

⁹ Z uwzględnieniem kwoty odsetek wypłaconych Energa SA przez Enea SA w związku z umową cesji części wierzytelności (z Energa SA na Enea SA) z tytułu umów pożyczek zawartych uprzednio z SPV przez Energa SA.

¹⁰ Umowy zawartej w dniu 8 grudnia 2016 r. pomiędzy ENEA, ENERGA i SPV a dotyczącej zasad realizacji *Projektu*.

¹¹ Wystąpienie pokontrolne znak: KGP.410.006.02.2018 z dnia 7 maja 2019 r.

¹² Dalej: NWZ.

¹³ Różnica pomiędzy dostępnymi dla Spółki źródłami finansowania, a łącznymi kosztami *Projektu*.

¹⁴ W treści wystąpienia pokontrolnego NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, w tym stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, na podstawie art. 5 ust. 1 i 2 *ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej* (Dz. U. z 2020 r. poz. 2176, ze zm.) w zw. z art. 11 ust. 2 *ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji* (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913, ze zm.) lub art. 104 ust. 1 *ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Prawo bankowe* (Dz. U. z 2021 r. poz. 2439, ze zm.) w interesie spółki Enea SA i innych spółek prawa handlowego lub osób, których dotyczą zawarte w wystąpieniu pokontrolnym informacje przez ich wykreślenie i zastąpienie oznaczeniem [...].

¹⁴ W Strategicznym Planie Przepływów Pieniężnych GK ENEA planowana kwota wydatków na Projekt Ostrołęka wynosiła [...] zł na rok 2019 r., a dla kolejnych lat w modelu finansowym ENEA [...].

Na dzień wyrażenia zgody na wydanie NTP Spółka nie tylko nie uzgodniła z drugim *Udziałowcem* (ENERGA SA¹⁵) źródeł finansowania *Projektu*, ale także nie uzgodniła z nim wspólnego modelu finansowego¹⁶.

Spółka od dnia wydania NTP i zawarcia w tym samym dniu porozumienia¹⁷ pomiędzy ENEA, ENERGA i SPV ograniczyła swoje zaangażowanie finansowe do kwoty 1 mld zł. Spółka zakładała, że ewentualną lukę finansową powstałą po zaangażowaniu w *Projekt* inwestorów finansowych, bądź powstałą przy braku zapewnienia finansowania zewnętrznego zapewni ENERGA. Nie znalazło to jednak odzwierciedlenia w uzgodnieniach z ENERGA, jakie miały być dokonane do końca stycznia 2019 r. W sytuacji braku wiążących i jasnych uzgodnień z ENERGA co do kwestii dalszego finansowania *Projektu*, przedłużający się stan braku zapewnionego finansowania zwiększał ryzyko jego nieuzyskania. Rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i zawarcie *Porozumienia Grudniowego*, w którym nie określono żadnych obowiązków *Sponsorów*¹⁸, według NIK, dawało jasny komunikat instytucjom zewnętrznym o możliwych fundamentalnych różnicach pomiędzy *Udziałowcami* oraz mogło stanowić czynnik obniżający skuteczność znalezienia zewnętrznego finansowania.

Spółka nie dokonała z ENERGA skonkretyzowania wzajemnych zobowiązań co do realizacji *Projektu*. Zawarte *Porozumienie Grudniowe* zawierało jedynie ogólne warunkowe deklaracje, a uzgodnienie dotyczące zawarcia nowej *Umowy Inwestycyjnej* do dnia 28 stycznia 2019 r. nie zostało zrealizowane. Nie uzgodniono również formy, harmonogramu, warunków zaangażowania inwestora finansowego oraz/lub innych inwestorów, a także zasad udzielania SPV przez Kredytodawców kredytów niezbędnych dla ukończenia Etapu Budowy *Projektu*. Jednocześnie Strony nie zrealizowały pkt [...] ¹⁹ *Porozumienia grudniowego*, mimo, że były do tego zobligowane w związku z niewykonaniem działań, o których mowa powyżej. W ocenie NIK w styczniu 2019 r. nie wystąpiły nowe okoliczności, które mogłyby dawać realne szanse, że stronom *Porozumienia* uda się dojść do uzgodnień we wszystkich założonych kwestiach, chociażby dlatego, że w tym okresie żaden inwestor zewnętrzny, ani żaden bank nie potwierdził zainteresowania tą inwestycją. Również żaden kredytobiorca ani inwestor nie potwierdził poważnego zainteresowania *Projektem* do dnia 10 lipca 2019 r., kiedy to drugi z *Udziałowców* zaczął sygnalizować problemy z finansowaniem inwestycji.

Porozumienie z dnia 30 kwietnia 2019 r. zastąpiło *Porozumienie grudniowe* i umożliwiło wycofanie się ENEA z finansowania *Projektu* w latach 2019²⁰ i 2020, a zobowiązało ENERGA do pokrycia kosztów realizacji *Projektu* w tych latach. ENERGA, która na podstawie tego porozumienia przyjęła na siebie ciężar bieżącego finansowania *Projektu*, od lipca 2019 r. zgłaszała do ENEA problemy finansowe i zwracała się o przyspieszenie uruchomienia finansowania przez ENEA. W ocenie NIK już w tym momencie Spółka powinna była przeanalizować zasadność kontynuowania inwestycji i dokonać z drugim *Sponsorem* odpowiednich ustaleń, co mogłoby przyczynić się do ograniczenia negatywnych następstw finansowych kontynuowania *Projektu*.

Spółka niewłaściwie zarządzała również ryzykami w *Projekcie*. Nie określiła zasad partycypacji w ryzykach *Projektu*, do czego była zobowiązana na mocy

¹⁵ Dalej: ENERGA.

¹⁶ Zgodnie z *Analizą zdolności finansowej GK ENEA SA* wykonaną na dzień wydania NTP (28 grudnia 2018 r.) zaangażowanie finansowe ENEA wynosiło [...] zł a ENERGA [...] zł.

¹⁷ Dalej: *Porozumienie Grudniowe*.

¹⁸ Określono jedynie poziom zaangażowania ENEA w kwocie 1 000,0 mln zł i ENERGA nie mniej niż 1,000,0 mln zł.

¹⁹ Jeżeli do dnia 28 stycznia 2019 r. nie zostaną zrealizowane warunki, o których mowa w pkt. od [...] do [...] *Porozumienia*, Strony zgodnie postanawiają podjąć starania w celu dostosowania warunków Kontraktu Wykonawczego do aktualnego statusu *Projektu*.

²⁰ W dniu 4 stycznia Sponsorzy solidarnie dokapitalizowali SPV po 181 mln zł.

Porozumienia kwietniowego²¹. Zasady te miały być określone w nowej *Umowie Wspólników/Umowie Inwestycyjnej*, do zawarcia której nie doszło. Spółka, wprawdzie w ramach procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym wyodrębniła ryzyko braku osiągnięcia celu gospodarczego planowej budowy elektrowni Ostrołęka C, jednak nie podejmowała właściwych działań zaradczych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowej²² kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Realizacja zadań związanych z inwestycją w blok energetyczny Ostrołęka C

1.1 Etap rozwoju Projektu.

Opis stanu faktycznego

W dniu 19 września 2016 r. Spółka zawarła z ENERGA SA list intencyjny dotyczący przeanalizowania możliwości wspólnego finansowego zaangażowania się w spółkę celową Elektrownia Ostrołęka SA, powołaną do realizacji inwestycji związanej z budową bloku energetycznego na paliwo węglowe. Intencją stron tego listu było wypracowanie efektywnego modelu biznesowego Ostrołęki C.

Na podstawie uchwały Zarządu ENEA z dnia 28 listopada 2016 r. przedsięwzięcie dotyczące budowy elektrowni Ostrołęka C zostało wpisane na Listę Inwestycji Strategicznych (LIS). *Projekt* wiązał się z [...] ²³ [...] ²⁴ „[...]”. Inicjatywa miała wspierać realizację wybranych inwestycji w lokalizacjach zdefiniowanych przez Grupę lub projektów będących w portfelu podmiotów trzecich, w których realizacji GK ENEA mogła uczestniczyć.

Od dnia 13 stycznia 2017 r. ENEA pełniła funkcję spółki o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa, w związku z ujęciem jej w rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2017 r. w sprawie określenia wykazu spółek o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa²⁵. W statucie Spółki²⁶ zapisano, że realizuje ona zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej.

(akta kontroli str. 43-175, 356-367)

W dniu 8 grudnia 2016 r. Spółka wspólnie z ENERGA i SPV zawarła *Umowę Inwestycyjną*²⁷ dotyczącą zasad realizacji *Projektu*. Na mocy *Umowy* ENERGA i ENEA objęły wspólną kontrolę nad SPV. Obie strony posiadały po 50% udziałów w kapitale SPV oraz taką samą liczbę głosów na Zgromadzeniu Wspólników. W skład Zarządu oraz Rady Nadzorczej SPV weszła taka sama liczba przedstawicieli obu *Wspólników*. Decyzje dotyczące istotnych działań wymagały jednomyślnej zgody *Udziałowców*, którzy mieli prawo do aktywów netto Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o. *Projekt* został zaklasyfikowany jako wspólne przedsięwzięcie ENEA i ENERGA i był ujmowany metodą praw własności.

Zgodnie z *Umową Inwestycyjną* finansowanie realizacji *Projektu* miało następować w równej wysokości, w uzgodnionej formie, ze środków *Udziałowców*, każdorazowo do kwoty wynikającej z uzasadnionych potrzeb SPV ([...]), z uwzględnieniem środków możliwych do pozyskania od inwestorów finansowych. Strony *Umowy* miały

²¹ Punkt 1.7 Porozumienia.

²² 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.

²³ Dalej: GK ENEA.

²⁴ Obowiązuje od dnia [...] r.

²⁵ Dz. U. poz. 95.

²⁶ Obowiązującym od dnia 10 października 2018 r.

²⁷ Dalej: *Umowa Inwestycyjna*.

zaangażować się w działania zmierzające do pozyskania inwestorów finansowych w przypadku, gdyby uznały, że pozyskanie inwestorów, dysponujących możliwościami sfinansowania *Projektu* byłoby dla nich korzystne ([...]). Ponadto *Wspólnicy* zobowiązali się do podejmowania wszelkich niezbędnych działań zmierzających do osiągnięcia i zachowania wspólnej kontroli nad SPV ([...]).

Z zeznań ówczesnego Prezes Zarządu ENEA wynika²⁸, że projekt budowy wysokosprawnej i niskoemisyjnej elektrowni Ostrołęka C wykorzystującej polski węgiel kamienny, był jednym z elementów transformacji sektora elektroenergetycznego oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ministerstwo Energii kilkakrotnie komunikowało tą kwestię w przestrzeni publicznej. ENEA dysponowała doświadczeniem w zakresie realizacji bloku węglowego w związku z wykonaniem bloku o podobnych parametrach techniczno-ekonomicznych w Kozienicach.

Ówczesny Prezes zeznał także, że na mocy zakończonych w dniu 18 grudnia 2018 r. negocjacji pakietu zimowego, określono m.in. zasady funkcjonowania mechanizmów mocy. Uzgodniono, że istniejące jednostki emitujące powyżej 550 grCO₂ /KWh będą mogły otrzymywać płatności w ramach tych mechanizmów do dnia 1 lipca 2025 r. Zapewniono ponadto, że wszystkie kontrakty zawarte przed dniem 31 grudnia 2019 r. (w tym *Projekt*) będą respektowane przez cały okres obowiązywania kontraktu.

Ówczesny Prezes Zarządu zeznał²⁹ również że zapis w statucie Spółki dotyczący realizacji zadań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, umożliwiał głównemu udziałowcowi, jakim był Skarb Państwa, realizację takiej inwestycji.

Ówczesny Minister Energii zeznał, że Ministerstwu zależało na tym, aby dać zbytni na polski węgiel, a jednocześnie zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, a uzyskanie finansowania na tę inwestycję nie było problemem. Ponadto zeznał, że z *punktu widzenia państwa zysk nie był najważniejszy. Chodziło o to, żeby projekty realizowane z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa zamykały się na poziomie rentowności powyżej 0%*.

(akta kontroli str. 494-653, 889-911)

W dniu 12 lipca 2018 r. Zarząd SPV podpisał umowę³⁰ z Generalnym Wykonawcą: Konsorcjum GE Power sp. z o.o. – Lider Konsorcjum oraz ALSTOM Power Systems S.A.S.³¹ na budowę bloku energetycznego o mocy ok. 1000 MW. Wartość kontraktu wyniosła 5 049 729 tys. zł netto (6 023 035 tys. zł brutto), co oznaczało, że zgodnie z obowiązującą *Umową Inwestycyjną* i wobec braku uzgodnionego modelu biznesowego, ENEA miała zapewnić środki finansowe na realizację inwestycji w kwocie przekraczającej 3,0 mld zł (50% wartości *Kontraktu*).

(akta kontroli str. 654-756)

W dniu 3 września 2018 r. ENEA, ENERGA oraz SPV zawarły porozumienie (obowiązujące do dnia 30 listopada 2018 r.) z Funduszem Inwestycyjnym Zamkniętym Aktywów Niepublicznych Energia reprezentowanym przez Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia SA³², w którym zaangażowanie finansowe Funduszu w *Projekt* określono na kwotę 1 000,0 mln zł.

Natomiast SPV w dniu 6 września 2018 r. uzyskała promesę warunkową (ważną do dnia 28 grudnia 2018 r.) zawarcia kredytu terminowego do kwoty [...] zł i kredytu

²⁸ Protokół przesłuchania świadka znak: KST-KSD.4040.001.2021 z dnia 10 maja 2021 r.

²⁹ Protokół przesłuchania świadka znak:

³⁰ Dalej: *Kontrakt*.

³¹ Dalej: Generalny Wykonawca, GW lub Konsorcjum.

³² Dalej: TFI Energia lub Fundusz.

VAT do kwoty [...] zł³³. Jednym z warunków jej realizacji było zapewnienie wkładu własnego w kwocie nie mniejszej niż [...] zł (udział własny każdego ze *Sponsorów* miał być nie niższy niż [...] zł), przy łącznym koszcie *Projektu* oszacowanym na kwotę [...] zł. *Banki* wymagały także [...]. Wymagania *Banków* nie zostały spełnione. Z wyjaśnień Spółki wynika³⁴, że główną przyczyną nieskorzystania z promesy była konieczność zawarcia ze *Sponsorami* tzw. *Umowy Wsparcia*, zapewniającej solidarne zobowiązanie *Sponsorów* m.in. do wsparcia finansowego SPV niezależnie od uruchomienia bloku energetycznego oraz do spłaty kredytów wraz z naliczonymi odsetkami w przypadku wypowiedzenia umów kredytowych. Warunki te budziły wątpliwości w kontekście możliwości naruszenia kowenantów z zawartych przez *Sponsorów* umów o finansowanie³⁵. *Sponsorzy* zakładali, że w przypadku zaangażowania dodatkowych inwestorów zewnętrznych np. TFI Energia czy [...] ³⁶ możliwe będzie uzyskanie korzystniejszych warunków finansowania dłużnego bez konieczności udzielania poręczeń dla banków.

(akta kontroli str. 176-205, 798-826)

W dniu 5 listopada 2018 r. strony *Projektu* uzgodniły na roboczo szczegółową strukturę finansowania. Zakładała ona zaangażowanie przez każdego ze *Sponsorów* w kwocie [...] zł (przy czym ENEA i ENERGA miały zostać dofinansowane poprzez nabycie przez FIZAN Energia aktywów w spółkach GK ENEA i ENERGA na kwotę [...] zł). Udział FIZAN Energia zaplanowano na kwotę [...] zł ([...]), a *Banków* na łączną kwotę [...] zł ([...]). W przypadku nieudzielenia SPV kredytu, [...] miała pokryć ze swoich środków brakującą kwotę.

W dniu 23 listopada 2018 r. *Banki* przekazały SPV niewiążące *Warunki Finansowania*, w których kwotę zaangażowania ze strony *Banków* [...] [...].

Z maila, otrzymanego w dniu 9 grudnia 2018 r. przez ENEA od SPV (kierowanego również do ENERGA) wynikało, że oferta *Banków* wymaga [...] ³⁷, uzgodnienia przez *Sponsorów* wspólnego modelu sponsorskiego oraz akceptowalnych dla *Banków* zapisów dotyczących zabezpieczenia ryzyka budowy.

W dniu 21 grudnia 2018 r. [...] ³⁸ przedstawił SPV ofertę, *Współfinansowania Projektu* (ważną do dnia 21 marca 2019 r.) na warunkach określonych w *Warunkach Finansowania*. Uruchomienie finansowania przez [...] uzależnione było od [...] [...].

(akta kontroli str. 827-888)

Z wyjaśnień zarządu Spółki³⁹ wynika, że nieskorzystanie z oferty wynikało w szczególności z braku akceptacji ENERGA dla [...]. Z przyczyn niezależnych od *Sponsorów* nie udało się także ostatecznie pozyskać [...] ⁴⁰.

Z powyższych wyjaśnień wynika ponadto, że ENEA konsekwentnie podnosiła w trakcie rozmów fakt, że *Umowa Wsparcia* powinna zostać zawarta wyłącznie z ENERGA, która miała być docelowym eksploatatorem *Projektu* (po wycofaniu się z *Projektu* przez ENEA na etapie jego późniejszej eksploatacji).

³³ Od: [...]. Dalej: *Banki*.

³⁴ Wyjaśnienia Spółki z dnia 12 kwietnia 2021 r.

³⁵ Kowenanty - zapewnienie danego podmiotu o tym, że określone wskaźniki finansowe będzie utrzymywać na ustalonym poziomie lub w ramach ustalonego przedziału wartości. Kowenanty najczęściej spotkać można we wszelkiej rodzaju umowach, które dotyczą finansowania dłużnego, np.: w umowie kredytu, leasingu, faktoringu, czy umowie o udzielanie gwarancji bankowych bądź w programie emisji obligacji. Kowenanty nie zostały wprost nigdzie uregulowane prawnie, a stanowią wyłącznie twór swobody umów.

³⁶ Dalej: [...].

³⁷ [...].

³⁸ Dalej: [...].

³⁹ Pismo znak: DA/AK/49/2021 z dnia 12 kwietnia 2021 r.

⁴⁰ Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2538) wprowadziła redukcję administracyjnego obciążenia rachunków za energię elektryczną poprzez obniżenie podatku akcyzowego i opłaty przejściowej płaconej przez odbiorców w gospodarstwach domowych. Opłata przejściowa uległa redukcji o około 90% co spowodowało, że nie było możliwości zapewnienia środków przez [...] w oparciu o tę opłatę.

Pełnomocnik ENEA ds. koordynacji i nadzoru budowy⁴¹ wyjaśnił⁴², że kwestie związane z zaangażowaniem ENEA w *Projekt* w celu wsparcia swoimi kompetencjami na etapie realizacji budowy *Projektu* oraz kwestie związane z docelowym wyjściem ENEA z *Projektu* nigdy nie zostały sformalizowane, a struktura finansowania *Projektu* do dnia wydania NTP zmieniała się przynajmniej kilkakrotnie. Zarządy *Udziałowców* rozważały zaangażowanie w *Projekt* branżowych inwestorów finansowych tj. [...], banków, czy też grup ubezpieczeniowych. Z tymi podmiotami prowadzono rozmowy, wspólnie dokonano wyboru doradców ([...]⁴³).

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił także,⁴⁴ że ENERGA postulowała zawarcie [...] przez obydwu *Sponsorów*, chcąc utrzymać równe i solidarne zaangażowanie *Sponsorów*, a zawarcie [...] tylko przez ENERGA byłoby odstępstwem od tego założenia.

Ówczesny Prezes ENEA zeznał⁴⁵, że Zarząd ENEA nie mógł się zgodzić na solidarne zobowiązanie w kwocie nie niższej niż [...] zł, gdyż wiązało się to z naruszeniem kowenantów finansowych oraz ograniczeniem możliwości refinansowania zadłużenia ENEA. Na wspólnych spotkaniach roboczych, przed wydaniem NTP, te kwestie były komunikowane stronom *Projektu*.

(akta kontroli str. 180-205, 889-896, 912-918)

W dniu 19 grudnia 2018 r. ENEA przedstawiła ENERGA, propozycję nowej umowy inwestycyjnej zakładającej udział w *Projekcie* nowego *Sponsora* tj. [...]. Według tej propozycji docelowo spółka, która miała zarządzać nowo wybudowanym blokiem miała być w GK ENERGA. W tej propozycji ENEA zakładała ponadto, że to ENERGA zawrze ze SPV [...]⁴⁶, na podstawie której zobowiąże się do [...]. W dniu 21 grudnia 2018 r. ENEA poinformowała ENERGA, że podjęte w dniu 19 grudnia 2018 r. decyzje korporacyjne⁴⁷ wskazują, że ENERGA posiada zabezpieczoną zdolność finansową na poziomie umożliwiającym sfinansowanie co najmniej połowy nakładów inwestycyjnych tj. kwoty 3 mld zł, przy założeniu, że podjęte zobowiązania nie naruszają finansowych kowenantów Grupy ENERGA. ENEA wskazała ponadto, że, niezależnie od rozwiązania dotychczasowej umowy inwestycyjnej, wskazane jest zawarcie porozumienia pomiędzy ENEA i ENERGA, w którym m.in. zostanie uzgodniony poziom oczekiwanego wsparcia ze strony [...] oraz banków wraz z potwierdzeniem intencji ich wsparcia *Projektu*. W załączeniu do pisma przekazano projekt *Porozumienia grudniowego*.

W odpowiedzi na ww. pisma ENERGA⁴⁸ poinformowała m.in. że wszystkie dotychczas podejmowane działania związane z realizacją *Projektu* realizowane były w oparciu o *Umowę Inwestycyjną* i zawartą w tejże umowie nadrzędną zasadę współkontroli nad SPV utrzymywaną łącznie przez ENERGA i ENEA. ENERGA podkreśliła, że wielokrotnie podczas spotkań i negocjacji z bankami oraz inwestorami podkreślane były oczekiwania tych instytucji co do struktury finansowania *Projektu*, w której ENERGA i ENEA funkcjonują jako inwestorzy branżowi wspólnie realizujący *Projekt*. ENERGA podkreśliła, że *Umowa Inwestycyjna* stanowi fundament wszystkich wspólnych działań związanych z *Projektem*, w tym udzielenia zgody na zaciągnięcie przez SPV zobowiązania o wartości ponad 5 mld zł netto względem GW.

W dniu 21 grudnia 2018 r. odbyła się aukcja Rynku Mocy na rok dostaw 2023, w której uczestniczyła Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. Ostateczne wyniki aukcji

⁴¹ Od dnia 1 grudnia 2017 r., dalej: Pełnomocnik ENEA.

⁴² Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

⁴³ Dalej także [...] lub Doradca.

⁴⁴ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

⁴⁵ Protokół przesłuchania świadka z dnia 6 maja 2021 r.

⁴⁶ [...].

⁴⁷ W sprawie wyrażenia zgody na głosowanie za wydaniem NTP przez SPV.

⁴⁸ W piśmie z dnia 22 grudnia 2018 r.

zostały ogłoszone w dniu 14 stycznia 2019 r. W wyniku przeprowadzonej aukcji Elektrownia Ostrołęka C zawarła kontrakt mocowy na 15 letni okres wsparcia za kwotę [...] zł/kW/rok, co wiązało się z oczekiwanym rocznym przychodem na poziomie ok. [...] zł.

Sponsorzy do dnia 28 grudnia 2018 r. nie uzgodnili wspólnego modelu sponsorskiego, który określałby strukturę finansowania *Projektu* oraz modelu jego finansowania. Nie została też zawarta umowa [...].

(akta kontroli str. 248-288, 924, 925)

1.2 Wydanie NTP

W dniu 24 września 2018 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA⁴⁹ uchwałą nr 3⁵⁰ wyraziło kierunkową zgodę na przystąpienie do *Etapu Budowy* w ramach *Projektu* tj. do etapu trwającego od dnia wydania GW przez SPV *Polecenia Rozpoczęcia Prac* do czasu oddania bloku energetycznego do komercyjnej eksploatacji.

Z kolei w dniu 28 grudnia 2018 r. Zarząd ENEA zwrócił się do Rady Nadzorczej z wnioskiem o podjęcie uchwały w sprawie wyrażenie zgody na głosowanie podczas ZW SPV za uchwałą o wyrażenie zgody na wydania NTP oraz o wyrażenie zgody na zawarcie przez Zarząd porozumienia z ENERGA i SPV umożliwiającego wydanie NTP i regulującego zasady współpracy stron w *Projekcie*, a także rozwiązującego *Umowę Inwestycyjną*.

W powyższym wniosku Zarząd stwierdził, że zaangażowanie ENEA w *Projekt* zostanie ograniczone do poziomu 1 000,0 mln zł, tj. do poziomu bezpiecznego z perspektywy utrzymania ratingu inwestycyjnego oraz nienaruszenia kowenantów istniejących umów finansowania, a zaangażowanie ENERGA wyniesie nie mniej niż 1 000,0 mld zł. W kwestii pozostałych źródeł finansowania *Projektu* Zarząd wskazał środki pochodzące od TFI Energia, na podstawie porozumienia z dnia 3 września 2018 r. (które wygasło w dniu 30 listopada 2018 r.), jak również środki pochodzące z kredytów udzielonych przez konsorcjum banków, co zostało przewidziane w promesie z dnia 6 września 2018 r.

(akta kontroli str. 756-774, 1008-1044)

Do wniosku Zarządu załączono dwa raporty ([...]⁵¹) z dnia 28 grudnia 2018 r. dotyczące możliwości finansowych ENEA.

Zgodnie z raportem [...] zaangażowanie ENEA w kwocie 1 000,0 mln zł nie powodowało przekroczenia wskaźnika dług netto/EBITDA⁵² powyżej poziomu [...], a tym samym nie powodowało ryzyka utraty ratingu inwestycyjnego [...]⁵³ i naruszenia kowenantów z istniejących umów o finansowanie. W raporcie wskazano na potencjalne ryzyko [...].

Raport [...] potwierdzał nieprzekroczenie wskaźnika dług netto/EBITDA powyżej poziomu [...] i nienaruszenie kowenantów z istniejących umów o finansowanie, przy zaangażowaniu ENEA w kwocie 1 000,0 mln zł.

[...] w swoim raporcie przedstawiło także koncepcję zaangażowania GK ENEA w *Projekt*, podsumowanie warunków zaangażowania pozostałych stron (ENERGA, [...]) oraz harmonogram w zakresie realizacji *Projektu*. W raporcie stwierdzono, że

⁴⁹ Dalej także NZW ENEA.

⁵⁰ Której nieważność została stwierdzona wyrokiem Sądu Okręgowego w Poznaniu w dniu 31 lipca 2019 r. (sygn. akt IX.GC.1118/18)

⁵¹ Dalej [...].

⁵² Wskaźnik mówi o zdolności firmy do spłaty zadłużenia zyskami operacyjnymi. Jego wartości odpowiadają na pytanie: za ile lat spółka potrafiłaby spłacić całość zadłużenia z zysków operacyjnych. Powszechnie przyjęło się, że jego wartości powyżej 3 – 3,5 są oznaką nadmiernego zadłużenia i nadmiernego lewarowania się spółki, które, przy pogorszeniu się koniunktury na rynku, mogłyby doprowadzić do dużych problemów finansowych.

⁵³ [...] agencja ratingowa.

z uwagi na warunki banków dotyczące [...] ⁵⁴ do *Sponsorów* przy finansowaniu *Projektu*, dalsze procedowanie go w formule *Project Finance* ⁵⁵ okazało się niemożliwe. Poręczenie przez GK ENEA za dług SPV stanowiłoby naruszenie zobowiązań z jej umów o finansowanie, które zawierały [...]. Nowa struktura finansowania *Projektu* w podziale na poszczególne strony transakcji przedstawiała się dla lat 2019-2023 następująco: [...] zł. Doradca przedstawił również szczegółowy harmonogram finansowania *Projektu* w poszczególnych latach. ENEA w 2019 r. i 2020 r. miała wydatkować odpowiednio: [...] zł i [...] zł. Harmonogram wymagał akceptacji pozostałych uczestników transakcji, w tym w szczególności zgody [...].

Spółka nie potwierdziła, ani z bankami, ani z pozostałymi wskazanymi przez [...] inwestorami (w tym [...]) zgody na zakładane zaangażowanie finansowe w *Projekt*. Spółka wyjaśniła ⁵⁶, że [...] zakładał zainwestowanie odpowiednich kwot w *Projekt* przez wskazane podmioty w związku z przeprowadzonymi rozmowami z potencjalnymi inwestorami oraz uzgodnieniami z Zarządem ENEA.

(akta kontroli str. 230-239, 1045-1078)

Uchwałą Nr 94/IX/2018 z dnia 28 grudnia 2018 r. Rada Nadzorcza ENEA wyraziła zgodę na:

- zawarcie przez Zarząd ENEA porozumienia (*Porozumienie Grudniowe*) ze spółką ENERGA oraz SPV, regulującego zasady współpracy stron w *Projekcie*, w tym rozwiązującego *Umowę Inwestycyjną* oraz ograniczającego zaangażowanie finansowe dla realizacji *Etapu Budowy* (nie licząc środków zaangażowanych na wcześniejszych etapach *Projektu*) przypadające na ENEA do kwoty 1 000,0 mln zł,
- głosowanie przez przedstawiciela ENEA na NZW spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. za uchwałą o wyrażeniu zgody na wydanie NTP, z zastrzeżeniem, że dojdzie do wcześniejszego zawarcia *Porozumienia Grudniowego* przez wszystkie strony.

Ówczesny Przewodniczący Rady Nadzorczej ENEA zeznał ⁵⁷ m.in. iż nie wiedział, że porozumienie z FIZAN Energia wygasło, i stwierdził, że nie przypomina sobie, żeby Zarząd ENEA informował, że promesa bankowa wygasła, a także poinformował, że Rada Nadzorcza otrzymała zapewnienie od Zarządu co do aktualności struktury finansowania i bankowości *Projektu*.

(akta kontroli str. 921-923, 1014)

W dniu 28 grudnia 2018 r. rozwiązano *Umowę Inwestycyjną* oraz podpisano *Porozumienie Grudniowe* pomiędzy ENERGA, ENEA i SPV, które zdefiniowało poziom zaangażowania finansowego ENEA w kwocie 1 000,0 mln zł oraz ENERGA w kwocie przynajmniej 1 000,0 mln zł. Kwota zaangażowania ENERGA była uzależniona od finalnych środków na *Projekt*, jakie miały zostać pozyskane od banków oraz inwestorów finansowych. Zgodnie z *Porozumieniem* zadeklarowana kwota łącznie minimum 2 000,0 mln zł miała być przeznaczona na realizację budowy od momentu wydania NTP. *Porozumienie* określało również, że do dnia 28 stycznia 2019 r. uzgodnione zostaną zasady zaangażowania inwestora finansowego, zasady udzielenia SPV kredytów niezbędnych na dokończenie *Projektu* oraz że zostanie podpisana nowa *Umowa Inwestycyjna* z udziałem inwestorów oraz w miarę możliwości inwestora finansowego.

Zawarcie *Porozumienia* stanowiło warunek wydania przez ENEA zgody na wydanie NTP dla Generalnego Wykonawcy.

⁵⁴ [...].

⁵⁵ Formuła bez poręczeń nieakceptowalna dla banków. Oczekiwania banków co do poręczeń ograniczających ich ryzyko: pełny, nieograniczony regres do bilansów sponsorów i solidarna odpowiedzialność sponsorów.

⁵⁶ Wyjaśnienia z dnia 14 maja 2021 r. znak: DA/AK/58/2021

⁵⁷ Protokół przesłuchania świadka z dnia 2 czerwca 2021 r.

W dniu 28 grudnia 2018 r. NZW Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. wyraziło zgodę na wydanie NTP *Konsorcjum*. W konsekwencji Zarząd SPV w dniu 28 grudnia 2018 r. wydał GE pisemne *Polecenie Rozpoczęcia Prac*.

Ówczesny Prezes Zarządu zeznał⁵⁸, że przyczyną rozwiązania *Umowy Inwestycyjnej* było m.in. dostosowanie poziomu zaangażowania ENEA do jej zdolności finansowej, a biorąc pod uwagę, że wiodącą rolę w *Projekcie* miała pełnić ENERGA, zapisy *Umowy Inwestycyjnej* nie odzwierciedlały tego stanu. Zeznał także, że Rada Nadzorcza Energa⁵⁹ już w dniu z dnia 19 grudnia 2018 r. podjęła decyzję o gotowości wydania NTP⁶⁰, co stanowiło wyraźny sygnał, również właścicielski⁶¹, o istotności *Projektu* i determinacji w jego realizacji.

(akta kontroli str. 1079-1082, 2583-2588)

1.3 Etap budowy *Projektu*

Na dzień wydania NTP kapitał zakładowy SPV wynosił 551 100 tys. zł. Został on pokryty w równych częściach przez każdego ze *Wspólników*. Według LIS łączna wartość nakładów inwestycyjnych na *Projekt* na dzień 28 grudnia 2018 r. miała wynieść [...] zł.

W dniu 4 stycznia 2019 r. Zarząd ENEA zwrócił się z wnioskiem do Rady Nadzorczej o udzielenie zgody na objęcie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym SPV o wartości 180,7 mln zł⁶². Wniosek wynikał z konieczności zapłacenia GW zaliczki w wysokości [...] % wartości *Kontraktu* ([...]). Zaliczka miała zostać pokryta w równych częściach przez ENEA i ENERGA.

We wniosku Zarząd zawarł informację o braku możliwości uzyskania rekomendacji Komitetu Inwestycyjnego Grupy ENEA⁶³ w zakresie zwiększenia nakładów na *Projekt* do kwot przewidzianych w LIS. Zarząd uzyskał opinie [...] w tej kwestii⁶⁴, z których podobnie jak z opinii wyrażonych w dniu 28 grudnia 2018 r. wynikało, że zaangażowanie przez ENEA dodatkowo 1 000,0 mln zł, uwzględniając kwotę przeznaczoną na objęcie nowych udziałów w SPV, nie spowoduje naruszenia kowenantów z istniejących umów o dofinansowanie. Jednocześnie [...] zaznaczyło, że umowy o finansowanie GK ENEA zakazują udzielania przez ENEA poręczeń, nie zakazują natomiast udzielania pożyczek lub zaangażowania kapitałowego, o ile w wyniku powyższych działań nie następuje naruszenie wskaźników finansowych. Analiza wyporności bilansu GK ENEA wykazała natomiast, że nakłady finansowe, jakie Spółka mogłaby wydatkować na *Projekt*, w celu utrzymania wskaźnika⁶⁵, po uwzględnieniu objęcia udziałów w podwyższonym kapitale SPV, nie powinny przekroczyć [...] zł w 2019 r. i [...] w 2020 r. Jednocześnie doradca w harmonogramie udostępniania środków na pokrycie CAPEX⁶⁶ *Projektu* przesunął [...].

Z załączonej do wniosku opinii Departamentu Finansów GK ENEA wynikało, że wydatkowanie [...]. [...] ⁶⁷ oraz [...].

Spółka wyjaśniła⁶⁸, że o tym, iż ENEA będzie zobowiązana do pokrycia połowy kwoty zaliczki dla GW wiadomo było dopiero po podjęciu decyzji o zgodzie na wydanie NTP i wydaniu NTP przez SPV, stąd kwota ta nie była wcześniej zaplanowana. Spółka wyjaśniła także, że modyfikacja LIS, w zakresie *Projektu*,

⁵⁸ Protokół przesłuchania świadka z dnia 10 maja 2021 r.

⁵⁹ Raport nr 52/2018.

⁶⁰ [...].

⁶¹ Głównym akcjonariuszem ENERGA w tamtym okresie był Skarb Państwa (51,5%).

⁶² Dotychczas poniesione nakłady na finansowanie *Projektu* na dzień 31.12.2018 r. wyniosły [...] zł.

⁶³ W związku z absencjami w Departamencie Controllingu GK ENEA.

⁶⁴ Opinia [...] z dnia 4 stycznia 2019 r.

⁶⁵ Dług netto/EBITDA.

⁶⁶ CAPEX oznacza wydatki inwestycyjne na realizację projektu.

⁶⁷ [...].

⁶⁸ Pismo znak z dnia 14 maja 2021 r.

nastąpiła w dniu 11 stycznia 2019 r., poprzez podniesienie całkowitych planowanych nakładów na ten *Projekt* do kwoty [...] zł. Była to ostatnia modyfikacja LIS w zakresie tej inwestycji⁶⁹.

Rada Nadzorcza ENEA uchwałą nr 1/2019 z dnia 4 stycznia 2019 r. udzieliła zgody Zarządowi ENEA SA na objęcie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym SPV o wartości nominalnej 180,7 mln zł.

W dniu 4 stycznia 2019 r. nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego SPV o kwotę 361 382,1 tys. zł (z kwoty 551 100 tys. zł do kwoty 912 482,1 tys. zł) pokryte w równych częściach przez *Właścicieli*.

(akta kontroli str. 232-239, 417-487, 926-1007, 1083-1159)

Zgodnie z *Porozumieniem Grudniowym* do dnia 28 stycznia 2019 r. miały zostać uzgodnione zasady zaangażowania inwestora finansowego ([...]), zasady udzielenia SPV kredytów niezbędnych na dokończenie *Projektu* ([...]) oraz miała zostać podpisana nowa *Umowa Inwestycyjna* z udziałem *Inwestorów* oraz w miarę możliwości inwestora finansowego ([...]). W przypadku nie zrealizowania warunków wyszczególnionych w punktach [...] *Porozumienia* strony miały podjąć starania do dostosowania warunków *Kontraktu* do aktualnego stanu *Projektu*.

Spółka wyjaśniła⁷⁰, że:

- w zakresie [...] *Porozumienia Grudniowego* kontynuowane były rozmowy z TFI Energia oraz rozpoczęto rozmowy z PGE (rozmowy prowadzone były przede wszystkim przez ENERGA, nie udało się jednak ich sfinalizować z uwagi na wycofanie się podmiotów z projektów węglowych),
- w zakresie [...] prowadzone były negocjacje pomiędzy ENERGA a ENEA. Ze względu na rozbieżności w stanowiskach *Sponsorów* nie udało się ich zakończyć w zakładanym terminie. Negocjacje trwały do końca kwietnia 2019 r., kiedy to pomiędzy ENEA a ENERGA zostało zawarte kolejne porozumienie, w ramach którego uregulowano m.in. zasady angażowania się *Sponsorów* w dalsze finansowanie SPV. Rozbieżności w stanowiskach *Sponsorów* dotyczyły przede wszystkim wysokości zaangażowania finansowego każdego z nich. Zgodnie z *Porozumieniem Grudniowym* ENEA stała na stanowisku, że zaangażowanie *Sponsorów* powinno być zróżnicowane, tj. ENEA miała finansować *Projekt* w kwocie 1 000,0 mln zł, ponieważ jej zaangażowanie zostało jednoznacznie ograniczone do tej kwoty, natomiast ENERGA (zaangażowanie której nie zostało ograniczone maksymalnym limitem) wspólnie z ewentualnymi innymi inwestorami w pozostałej kwocie,
- w zakresie [...] możliwość zmiany *Kontraktu* uzależniona była od woli Generalnego Wykonawcy oraz obowiązujących w tym czasie postanowień kontraktu z GW. Ostatecznie punkt ten został zrealizowany poprzez zawieszenie realizacji kontraktu w lutym 2020 r. Ponadto w kwestii braku uzgodnienia zasad, o których mowa [...] *Porozumienia Grudniowego* ówczesny Prezes Zarządu zeznał⁷¹, że wynikało to z trudności z uzgodnieniem modelu sponsorskiego i z faktu, że rozmowy z PGE nie przyniosły spodziewanych rezultatów.

(akta kontroli str. 180-205, 1079-1082)

W dniu 30 kwietnia 2019 r. ENEA zawarła porozumienie (*Porozumienie Kwietniowe*) z ENERGA w sprawie finansowania *Projektu*. W *Porozumieniu* zobowiązała się zapewnić SPV nakłady finansowe na realizację *Projektu* w kwocie 819 000,0 tys. zł⁷² w terminie od stycznia 2021 r. w ramach zadeklarowanego w *Porozumieniu*

⁶⁹ W trakcie realizacji całej inwestycji w technologii węglowej.

⁷⁰ Pismo z dnia 12 kwietnia 2021 r., znak: DA/AK/49/2021.

⁷¹ Zeznania z dnia 10 maja 2021 r.

⁷² Uwzględniając podwyższenie kapitału Spółki o kwotę 361 382 tys. zł, postanowienia tego porozumienia w zakresie finansowania inwestycji pozostały bez zmian wobec porozumienia z dnia 28 grudnia 2018 r.

Grudniowym zaangażowania finansowego w wysokości 1 000 000 tys. zł (uwzględniając środki finansowe już przekazane na potrzeby wypłaty zaliczki dla GW w kwocie około 181 000 tys. zł). W *Porozumieniu* zaznaczono jednocześnie, że jeżeli do dnia 31 grudnia 2020 r. ENEA nie zawrze z ENERGA nowej Umowy Wspólników/Umowy Inwestycyjnej, ENEA w terminach określonych w *Porozumieniu Kwietniowym* w ramach limitu 819 000 tys. zł zwróci ENERGA połowę nakładów finansowych w wysokości, które ENERGA samodzielnie w tym okresie zapewniała SPV. Jeżeli natomiast w terminie wynikającym z ustalonego harmonogramu odpowiednio ENEA lub ENERGA nie zapewniłyby SPV – ze swojej winy – środków pieniężnych w sposób inny niż w szczególności w drodze udzielenia pożyczki lub objęcia udziałów, odpowiednio ENEA lub ENERGA. były zobowiązane do zapłaty wynikającej z harmonogramu kwoty pieniężnej na rachunek SPV. *Porozumienie* zawierało również postanowienie zabezpieczające ENEA przed roszczeniami SPV o zwrot kwot finansowania *Projektu*, które miały zostać przekazane bezpośrednio na rzecz ENERGA w związku z udostępnionym przez nią finansowaniem w okresie przed dniem zawarcia nowej Umowy Wspólników/Umowy Inwestycyjnej.

Strony *Porozumienia* zobowiązały się, że w innych umowach dotyczących *Projektu* zostaną określone zasady ich partycypacji w ryzykach *Projektu*, zasady udziału w zyskach i stratach oraz reguły ładu korporacyjnego, które zagwarantują prawa i obowiązki proporcjonalne do ich zaangażowania w *Projekt*.

W *Porozumieniu* zawarto również zapis ([...]), że zobowiązanie *Sponsora* do zapewnienia SPV środków pieniężnych może być wykonane w sposób wybrany przez *Sponsora*, w szczególności w drodze udzielenia pożyczki, objęcia udziałów oraz zapis ([...]), że Strony zobowiązują się niezwłocznie podjąć działania mające na celu wypracowanie i zamknięcie docelowej struktury i formy finansowania *Projektu*.

(akta kontroli str. 1160-1166)

Wykonując zobowiązanie, o którym mowa w punkcie [...] *Porozumienia Kwietniowego* ENEA oraz ENERGA przekazały SPV środki pieniężne w łącznej kwocie 398,0 mln zł, w tym 58,0 mln zł na mocy umowy pożyczki z dnia 17 lipca 2019 r. oraz 340,0 mln zł na mocy umowy pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. Wierzytelność z tytułu tych umów przysługiwały po połowie każdemu ze *Wspólników*.

W dniu 30 września 2019 r., w związku z wykonaniem zobowiązania wynikającego z *Porozumienia Kwietniowego*, ENEA zawarła z ENERGA umowę cesji praw z umowy pożyczki udzielonej SPV przez ENERGA w dniu 17 lipca 2019 r. Jednocześnie w tym samym dniu ENEA wykonała zobowiązanie wynikające z *Porozumienia Kwietniowego* do zwrotu ENERGA połowy nakładów finansowych w wysokości, które ENERGA samodzielnie zapewniła SPV w okresie od dnia zawarcia *Porozumienia*, tj. w kwocie 29 000 tys. zł. W wyniku zawarcia kolejnych aneksów do umowy pożyczki z dnia 17 lipca 2019 r., Strony umowy postanowiły o wydłużeniu okresu spłaty pożyczki w kwocie 58 000 tys. zł z pierwotnego terminu (31 grudnia 2019 r.) do dnia 30 czerwca 2021 r.

Umowa pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. przewidywała warunkową sprzedaż na rzecz ENEA połowy wierzytelności ENERGA wobec SPV z terminem zapłaty ustalonym na dzień 31 stycznia 2021 r. i za cenę równą wartości nominalnej zbywanych wierzytelności obejmujących w szczególności kwotę główną i odsetki na dzień 31 stycznia 2021 r. ENERGA wypłaciła SPV w dniu 23 grudnia 2019 r. całą kwotę wynikającą z umowy pożyczki (340,0 mln zł). ENEA natomiast odkupiła od ENERGA połowę wierzytelności tj. 170 000 tys. zł w dniu 31 grudnia 2020 r. Ponadto ENEA wypłaciła ENERGA odsetki od obu nabywanych wierzytelności z tytułu pożyczek udzielonych SPV w łącznej kwocie 11 905,7 tys. zł.

W kwestii wycofania się ENEA w 2019 r. z bieżącego finansowania *Projektu* ówczesny Prezes Zarządu zeznał⁷³, że wynikało to głównie ze zdolności finansowych ENEA, rekomendacji doradców oraz warunków o którym mowa była przy wydaniu NTP.

(akta kontroli str. 294, 295, 897-911, 1167-1205)

Odnosnie wykonania zobowiązania, o którym mowa w pkt [...] *Porozumienia Kwietniowego* Spółka wyjaśniła⁷⁴, że strony podejmowały działania zmierzające do wypracowania docelowej struktury finansowania, jednakże z uwagi na brak pozyskania inwestora zewnętrznego oraz podjęcia decyzji o zmianie technologii węglowej na gazową, nie doszło do tego. Przykładowo pismami z dnia 26 lipca 2019 r. Zarządy ENEA oraz ENERGA zwróciły się do [...] oraz [...] o kontynuowanie rozmów związanych z procesem aranżacji finansowania *Projektu*. Ponadto w dniu 31 lipca 2019 r. przedstawiciele Zarządu ENEA przeprowadzili rozmowy z bankami w sprawie pozyskania finansowania dla *Projektu*.

Ówczesny Prezes Zarządu zeznał⁷⁵, że celem tych zapytań było sprawdzenie możliwości zmiany stanowiska (aktualizacji) warunków ich udziału w projekcie i nie powodowałyby regresu do *Sponsorów*.

(akta kontroli str. 180-205, 897-911)

Z treści Szczegółowego Harmonogramu Realizacji Inwestycji na lata 2019 i 2020 sporządzonego przez SPV wynikało, że zapotrzebowanie na finansowanie *Projektu* w tym okresie wyniesie [...] zł.

W piśmie z dnia 10 lipca 2019 r. skierowanym do ENEA, ENERGA zadeklarowała, że nie będzie mogła zaangażować w *Projekt* więcej niż 819 mln zł, co oznaczało, że przy łącznym zaangażowaniu *Udziałowców* na poziomie 2,55 mld zł luka finansowa wynosiła około 3,8 mld zł (przy budżecie *Projektu* 6,3 mld zł). W odpowiedzi z dnia 19 lipca 2019 r. ENEA poinformowała, że w świetle zawartego *Porozumienia Grudniowego*, jak również poczynionych pomiędzy sponsorami uzgodnień, ENEA nie identyfikuje luki finansowej w *Projekcie* do pokrycia której byłaby zobowiązana (jednocześnie deklarowała potrzebę dalszych prac nad pozyskaniem finansowania zewnętrznego).

Z wyjaśnień Spółki wynika⁷⁶, że ograniczenia finansowe ENERGA spowodowane były w szczególności opublikowanym w dniu 3 czerwca 2019 r. raportem [...], w świetle którego zaangażowania do wspomnianej kwoty (819,0 mln zł) wynikało z zapewnienia stabilności finansowej ENERGA.

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił⁷⁷, że w styczniu 2020 r., po zmianie zarządu (ENERGA), ENEA otrzymała jasną deklarację (w formie ustnej na spotkaniach i Komitetach Sterujących), że ENERGA nie zamierza dalej finansować *Projektu*.

(akta kontroli str. 217-229, 912-918, 1206-1244)

W dniu 18 listopada 2019 r. został sporządzony protokół rozbieżności dotyczący negocjowanej pomiędzy ENEA oraz ENERGA treści tzw. „[...]”⁷⁸. Podstawowe rozbieżności dotyczyły elementów struktury finansowania, ładu korporacyjnego oraz zasad wejścia z *Projektu*.

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił⁷⁹, że ENEA oczekiwała wyższego finansowania po stronie ENERGA niż 1 000,0 mld zł, zakładała możliwość zróżnicowania udziałów

⁷³ Protokół przesłuchania świadka z dnia 10 maja 2021 r.

⁷⁴ Pismo znak: DA/AK/49/2021 z dnia 12 kwietnia 2021 r.

⁷⁵ Protokół przesłuchania świadka z dnia 10 maja 2021 r.

⁷⁶ Wyjaśnienia Spółki z dnia 11 maja 2021 r.

⁷⁷ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

⁷⁸ [...].

⁷⁹ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

każdego z podmiotów przy zachowaniu współkontroli, a ponadto zakładała wyjście z *Projektu* około 15 lat po oddaniu bloku do eksploatacji, po uprzednim spłaceniu banków i ewentualnie innych instytucji finansowych, na co ENERGA nie wyrażała zgody. Wyjaśnił ponadto, że ENEA zakładała, że możliwości ENERGA zgodnie z ustnymi deklaracjami składanymi przed wydaniem NTP, wynoszą od [...] do [...] zł. Biorąc pod uwagę tak wysokie łączne potencjalne zaangażowanie Sponsorów pozyskanie finansowania zewnętrznego byłoby prostsze. Biorąc pod uwagę dochody z rynku mocy oraz zawartą umowę [...] spełnione zostałyby główne oczekiwania banków, a w konsekwencji zawarcie umowy [...] wyłączałoby konieczność udzielenia poręczenia przez ENEA.

Sponsorom ostatecznie nie udało się w trakcie realizacji *Projektu* uzgodnić treści umowy inwestycyjnej, ani „Term Sheet”.

W kwestii możliwości znalezienia inwestora zagranicznego⁸⁰ Pełnomocnik ENEA wyjaśnił⁸¹, że były podmioty zainteresowane ([...]), ale każdorazowo okazywały się zbyt drogie albo przystąpienie do *Projektu* było uzależnione od nabycia innych aktywów energetycznych ENEA i ENERGA, na co *Sponsorzy* nie wyrażali zgody. Zakładano, że niezależnie od wejścia inwestora, ENEA wraz z ENERGA zachowują współkontrolę nad SPV.

Z zeznań byłego Prezesa ENEA wynika⁸², że nie doszło do konstruktywnych rozmów z inwestorem zagranicznym, a ponadto w grudniu i na początku stycznia nastąpiły zmiany w zarządzie ENERGA, co również miało wpływ na poszukiwanie inwestora.

(akta kontroli str. 897-918,1245)

1.4 Etap zawieszenia *Projektu*

W dniu 13 lutego 2020 r. ENEA zawarła z ENERGA porozumienie dotyczące zawieszenia finansowania *Projektu*. W porozumieniu *Sponsorzy* zobowiązali się dokonać analiz w szczególności dotyczących parametrów technicznych, technologicznych, ekonomicznych i organizacyjnych oraz analizy związanej z dalszym finansowaniem *Projektu*.

Wspólnicy przyjęli, że wstrzymanie finansowania *Projektu* będzie powodowało konieczność zawieszenia przez SPV wykonywania *Kontraktu* a także umowy na przebudowę infrastruktury kolejowej zawartej przez SPV w dniu 4 października 2019 r. Porozumienie nie wpływało na moc obowiązujących dotychczasowych porozumień, w szczególności nie wpływało na ustalenia odnośnie zasad finansowania *Projektu* oraz formuły rozliczeń między *Udziałowcami*. *Porozumienie Kwietniowe* miało być stosowane do rozliczenia ewentualnych dodatkowych kosztów mogących wyniknąć w przypadku zawieszenia przez SPV realizacji *Projektu*.

W dniu 14 lutego 2020 r. SPV przekazała GW polecenie zawieszenia wykonywania całości prac związanych *Kontraktem*, z terminem wejścia w życie zawieszenia w dniu 14 lutego 2020 r.

Do czasu przekazania Generalnemu Wykonawcy polecenia zawieszenia prac, realizacja inwestycji przebiegała zgodnie z zakładanym harmonogramem. Wykonano większość robót ziemnych, trwały prace betoniarskie, zbrojarskie i montażowe. Tego samego dnia SPV przekazała wykonawcy umowy dotyczącej przebudowy infrastruktury kolejowej polecenie zawieszenia realizacji tej umowy z terminem wejścia w życie zawieszenia w dniu 14 lutego 2020 r. Do czasu przekazania wykonawcy polecenia zawieszenia prac, prace te postępowyły zgodnie

⁸⁰ Na zlecenie ENERGA, za zgodą ENEA, poszukiwanie inwestorów na rynkach międzynarodowych prowadziło [...].

⁸¹ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

⁸² Protokół przesłuchania świadka z dnia 10 maja 2021 r.

z planem. Natomiast prace dotyczące linii wysokiego napięcia (realizowane przez innego wykonawcę) były na ukończeniu.

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił⁸³, że w ocenie ENEA zawieszenie było korzystniejsze z punktu widzenia postanowień umownych, niż kontynuacja *Projektu* w warunkach siły wyższej⁸⁴ zgłoszonej przez GW. Biorąc pod uwagę ustną deklarację ENERGA o braku możliwości finansowania Zarząd ENEA miał dwie możliwości. Pierwsze polegało na zawieszeniu finansowania *Projektu* i w konsekwencji zawieszeniu jego realizacji. Jak wyjaśnił, takie rozwiązanie zostało przyjęte i pozwoliło na niegenerowanie dalszych kosztów związanych z zamawianiem przez GE podzespołów i prowadzeniem dalszych prac budowlanych. Z kolei drugie rozwiązanie zakładało kontynuację *Projektu*, prowadzenie stosownych analiz równoległe i podjęcie ewentualnej decyzji o zawieszeniu dopiero po zakończeniu analiz. Według złożonych wyjaśnień, Zarządy Sponsorów podjęły pewne ryzyka, opierając się na częściowo hipotetycznych przesłankach związanych z zawieszeniem, a w przyszłości z całkowitym zakończeniem *Projektu*, jednakże doprowadziło to do uniknięcia jeszcze większej straty na *Projekcie* (mając na uwadze końcowy wynik analiz).

(akta kontroli str. 912-918, 1246-1255, 2589-2594)

W dniu 21 lutego 2020 r. ENEA i ENERGA podpisały uzgodnienie na temat analiz w okresie zawieszenia prac nad *Projektem* Ostrołęka C. Analizy miały dotyczyć w szczególności [...]. Strony dokonały uzgodnień podziału zadań związanych z zadaniami realizowanymi w ramach prowadzonych analiz oraz zobowiązały się zakończyć je w terminie do dnia 7 maja 2020 r.

Z raportu końcowego⁸⁵ z przeprowadzonych analiz z dnia 20 kwietnia 2020 r. wynikało, że projekty w technologii węglowej ulegają postępującej marginalizacji, z ryzykiem docelowego, całkowitego wykluczenia w ramach polityk klimatycznych UE i obciążone są wysoką niepewnością regulacyjną. Z uwagi na postępujące wykluczenie inwestycji węglowych przez inwestorów i instytucje finansujące nie zidentyfikowano możliwości finansowania na potrzeby budowy *Projektu*. Wykonane analizy techniczne potwierdziły natomiast możliwość realizacji *Projektu* w technologii gazowej.

W dniu 18 kwietnia 2020 r. podpisane zostało porozumienie pomiędzy PKN Orlen SA a Skarbem Państwa w związku z planowanym przejęciem przez PKN Orlen SA kontroli kapitałowej nad ENERGA. Strony Porozumienia przewidywały, że po przejęciu przez PKN Orlen SA kontroli nad ENERGA kontynuowane będą inwestycje strategiczne dla tego podmiotu. PKN Orlen SA zadeklarował dokonanie weryfikacji warunków kontynuowania tych inwestycji, w szczególności budowy Elektrowni Ostrołęka C.

W dniu 19 maja 2020 r. PKN Orlen SA, posiadający 80% udziałów w kapitale zakładowym i 85% głosów na Walnym Zgromadzeniu ENERGA, opublikował raport bieżący nr 31/2020, w którym poinformował, że przekazał do ENERGA swoje stanowisko w związku z zapytaniem dotyczącym woli bezpośredniego zaangażowania finansowego w inwestycję obejmującą budowę energetycznego bloku węglowego. Zadeklarował wstępną gotowość bezpośredniego zaangażowania finansowego w *Projekt*, wyłącznie w przypadku zmiany założeń technologicznych, tj.

⁸³ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

⁸⁴ Siła wyższa, zgodnie z [...] Kontraktu, oznacza wystąpienie zewnętrznych i nagłych zdarzeń, niezależnych od Strony powołującej się na Siłę Wyższą, i których nie można było rozsądnie przewidzieć ani im zapobiec przestrzegając Prawidłowych Standardów Inżynierskich i Budowlanych czy też wykorzystując racjonalne umiejętności i dokładając należytej staranności, jeżeli te zdarzenia albo ich następstwa uniemożliwiają wykonanie przez Stronę powołującą się na Siłę Wyższą jej zobowiązań wynikających z Kontraktu.

⁸⁵ Raport końcowy – Wnioski i rekomendacje na podstawie dokonanych analiz.

z technologii węglowej na technologię opartą na paliwie gazowym. PKN Orlen SA zapowiedział także swoją gotowość do rozmów z *Udziałowcami* co do formy, zakresu i sposobu zaangażowania w *Projekt*.

(akta kontroli str. 1256-1332, 1463, 1464)

W dniu 19 maja 2020 r. ENEA otrzymała drogą elektroniczną kopię Uchwały nr 39/2020 Zarządu SPV z dnia 19 maja 2020 r. w sprawie utworzenia odpisów aktualizujących wartość księgową aktywów. Na skutek przeprowadzonego w spółce testu na utratę wartości majątku trwałego, który był konsekwencją aktualizacji przez Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. założeń biznesowych dotyczących realizacji *Projektu*, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2019 r. ujęto udział ENEA w stracie netto SPV. Z uwagi, że był on większy od wartości udziałów ENEA w tej spółce na dzień 31 marca 2020 r. wartość udziałów ENEA wyniosła 0,0⁸⁶ zł.

Z treści sporządzonego na zlecenie ENERGA raportu⁸⁷ [...] ⁸⁸ wynika, że Doradca ten nie zidentyfikował możliwości pozyskania długoterminowego finansowania na potrzeby budowy *Projektu* w technologii węglowej, które odpowiada ekonomicznej charakterystyce projektu infrastrukturalnego. Do głównych przesłanek Doradca [...] zaliczył deklaracje o wykluczeniu inwestycji w obszarze węglowym przez inwestorów i instytucje finansujące.

Z treści sporządzonego na zlecenie ENEA raportu [...] ⁸⁹ wynikał brak możliwości dalszej realizacji przez ENEA *Projektu* w technologii węglowej w związku z:

- [...],
- [...],
- [...],
- [...] ⁹⁰ [...] zł.

W efekcie dalsza realizacja bloku w technologii węglowej musiałaby być kontynuowana jedynie przez ENEA (przy jednoczesnej konieczności sfinansowania dalszych wydatków w wysokości około 4,5 mld zł - koszt niezrealizowanych jeszcze prac), co w opinii doradcy, było niewykonalne z punktu widzenia zdolności bilansowej ENEA.

(akta kontroli str. 302-355, 1333-1539, 1877-1894)

W dniu 2 czerwca 2020 r. Zarząd ENEA przyjął raport końcowy z analiz przeprowadzonych we współpracy z ENERGA w zakresie aspektów techniczno-technologicznych, ekonomicznych i organizacyjno-prawnych oraz dalszego finansowania *Projektu*. Wnioski z przeprowadzonych analiz nie uzasadniały kontynuowania jego realizacji w dotychczasowej formie, tj. jako elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. Na powyższą ocenę wpływ miały m.in.:

- zmiany regulacyjne na poziomie Unii Europejskiej i polityka kredytowa poszczególnych instytucji finansowych, wskazujące na istotnie większą dostępność finansowania dla projektów energetycznych opartych na spalaniu gazu, niż projektów węglowych,
- przejęcie kontroli nad ENERGA przez PKN Orlen SA, którego strategia nie zakładała realizacji inwestycji wytwarzającej energię elektryczną w oparciu o spalanie węgla.

⁸⁶ Uchwała nr 142/2020 Zarządu ENEA SA z dnia 19 maja 2020 r.

⁸⁷ Duży raport podsumowujący prace związane z pozyskaniem finansowania na budowę Projektu Ostrołęka C w technologii węglowej i gazowej.

⁸⁸ Dalej: Doradca [...]

⁸⁹ Analiza opcji realizacji Projektu Ostrołęka C. z dnia 1 czerwca 2020 r.

⁹⁰ [...].

Jednocześnie analiza techniczna potwierdziła możliwość realizacji wariantu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania gazu ziemnego (*Projekt gazowy*) w dotychczasowej lokalizacji budowanego bloku węglowego. W konsekwencji Zarząd ENEA podjął decyzję⁹¹ o zamiarze kontynuacji budowy jednostki wytwórczej w Ostrołęce z uwzględnieniem zmiany źródła zasilania z węglowego na gazowe.

(akta kontroli str. 302-355, 1333-1540, 1877-1894)

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

Stwierdzone
nieprawidłowości

1. Wyrażenie zgody przez organy korporacyjne ENEA na wydanie NTP przez SPV zostało podjęte w sytuacji niezapewnienia pełnego finansowania inwestycji. Zarząd Spółki miał świadomość istniejącej luki finansowej w *Projekcie*, wynikającej z ograniczonego udziału w budżecie *Projektu Sponsorów* i trudności w pozyskaniu inwestora zewnętrznego.

a) We wniosku do Rady Nadzorczej o podjęcie uchwały w sprawie wyrażenia zgody na głosowanie podczas ZW SPV za uchwałą o wyrażeniu zgody na wydanie NTP, skierowanym w dniu 28 grudnia 2018 r., Zarząd Spółki założył zaangażowanie finansowe ENEA w budżet *Projektu* w kwocie nie przekraczającej 1,0 mld zł, a zaangażowanie ENERGA w kwocie nie mniejszej niż 1,0 mld zł. W kwestii pozostałych źródeł finansowania *Projektu* Zarząd wskazał środki pochodzące od TFI Energia (na podstawie porozumienia z dnia 3 września 2018 r.), jak również środki pochodzące z kredytów udzielonych przez konsorcjum banków, co zostało przewidziane w promesie z dnia 6 września 2018 r. Jednak porozumienie zawarte z TFI Energia na dzień wydania NTP już nie obowiązywało (wygasło w dniu 30 listopada 2018 r.), a ważności promesy upłynęła dokładnie w dniu wydania NTP. Natomiast z raportu [...] załączonego do wniosku, wynikał dodatkowy udział [...] w strukturze finansowania w kwocie [...] zł. Tymczasem do rozmów z tym podmiotem przystąpiono dopiero w [...], tj. już po wyrażeniu zgody na wydanie NTP. Podobnie udział drugiego *Sponsora* (ENERGA) założono na poziomie [...] zł, podczas gdy Zarząd miał świadomość zmniejszenia zaangażowania [...] w *Projekt* ([...]), a więc tym samym zmniejszenia zaangażowania ENERGA w budżet inwestycji⁹². Na dzień wydania NTP dysponowano jedynie ofertą *Współfinansowania Projektu* przedstawioną przez [...] w dniu 21 grudnia 2018 r., której warunki nie były akceptowalne zarówno przez ENEA, jak i ENERGA. Oferta zakładała bowiem udział *Sponsorów* w kwocie [...] i [...]. Zgodnie z *Porozumieniem Grudniowym* ENEA gwarantowała udział w *Projekcie* tylko w kwocie 1,0 mld zł, a ENERGA przynajmniej 1,0 mld zł, przy czym nie określono górnej granicy zaangażowania tego ostatniego podmiotu. Żaden ze *Sponsorów* nie wyraził zgody na zawarcie [...].

NIK, uwzględniając fakt, że przy ograniczeniu zaangażowania w *Projekt* do 1,0 mld zł Spółka nie naruszała wskaźników finansowych⁹³ i utrzymywała posiadany rating⁹⁴, wskazuje, że Zarząd przedstawiając Radzie Nadzorczej zakładane projekcje finansowe powinien przedstawić najbardziej aktualny stan, bowiem legitymizuje je biorąc odpowiedzialność za ich wiarygodność.

Izba nie może zgodzić się natomiast z argumentacją ówczesnego prezesa Zarządu Spółki, że trwały cały czas spotkania robocze ze stronami

⁹¹ Uchwała nr 161/2020 Zarządu ENEA SA z dnia 2 czerwca 2020 r. w sprawie wyrażenia zgody na akceptację raportu z analiz dotyczących Projektu Ostrołęka C oraz zawarcie Porozumienia dotyczącego kierunkowych zasad kontynuacji współpracy przy budowie Elektrowni Ostrołęka C.

⁹² W ramach udziału drugiego *Sponsora* zakładano zakup [...].

⁹³ Dług netto/EBITDA.

⁹⁴ Zgodnie z raportem [...] z dnia 28 grudnia 2018 r.

wyrażającymi zainteresowanie *Projektem*, co zostało potwierdzone przez doradcę w propozycji struktury finansowej dla *Projektu*. Umieszczanie nazw inwestorów i kwot pieniężnych wskazujących na ich zaangażowanie w przedkładanych Radzie Nadzorczej dokumentach wymagało bowiem potwierdzenia i/lub uzyskania zgody zainteresowanych, na co wskazywał również doradca ([...]) w sporządzonym raporcie. Izba nie może również podzielić wyjaśnień obecnego Zarządu Spółki, że w związku z faktem, że dany podmiot nie wycofał się z negocjacji przed dniem 28 grudnia 2018 r., to można było brać pod uwagę jego potencjalne zaangażowanie w *Projekt*. Przyjęcie takiego założenia oznacza *de facto* brak przywiązywania znaczenia do zakładanych projekcji finansowych, co w kontekście wagi podejmowanych w tym przypadku decyzji nie może zostać zaakceptowane. W ocenie NIK Zarząd Spółki podejmując uchwałę o głosowaniu na NZW SPV za wyrażeniem zgody na wydanie NTP przez SPV, przyjął na siebie istotne ryzyka związane z możliwością nieuzyskania finansowania w trakcie fazy budowy, które w bardzo krótkim czasie się zmaterializowało.

Zarząd Spółki podjął powyższą decyzję o strategicznym znaczeniu dla projektu inwestycyjnego, spółki zależnej i w konsekwencji samej spółki ENEA – nie dysponując praktycznie środkami własnymi i opierając się na nieskonkretyzowanych deklaracjach i intencjach, których w żaden sposób nie udokumentowano i nie potwierdzono.

(akta kontroli str. 217-229, 897-911, 1008-1013, 1056-1078)

- b) Zarząd ENEA uzależnił wydanie NTP od rozwiązania *Umowy Inwestycyjnej* i zawarcia *Porozumienia Grudniowego*, w sytuacji gdy jednak zapisy tego *Porozumienia* rodziły niepewność co do warunków finansowania inwestycji i w konsekwencji stwarzały ryzyko nieuzyskania zakładanego zwrotu z zaangażowania spółki ENEA w tę inwestycję. *Porozumienie Grudniowe* wskazywało bowiem jedynie poziom zaangażowania ENEA w wysokości 1,0 mld zł i ENERGA w kwocie nie mniej niż 1,0 mld zł. Nie określało maksymalnej kwoty zaangażowania ENERGA, jak również kwot zaangażowania inwestorów zewnętrznych i kredytodawców. Te kwestie miały być dopiero uwzględnione w ostatecznej wersji modelu finansowego *Projektu*. NIK, dzieląc zeznanie byłego Prezesa Zarządu, że ENEA chciała dostosować poziom zaangażowania do swoich zdolności finansowych, wskazuje na możliwość ówczesnego aneksowania *Umowy Inwestycyjnej* w tym zakresie. Natomiast rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i zawarcie *Porozumienia Grudniowego*, w którym nie określono żadnych obowiązków *Sponsorów* (oprócz poziomu zaangażowania finansowego, przy czym nie wskazano górnej granicy zaangażowania ENERGA) dawało jasny sygnał instytucjom zewnętrznym o możliwym konflikcie lub braku spójnej wizji działania wśród *Współwłaścicieli*. Zdaniem Izby, mogło to być jednym z czynników zakończonych niepowodzeniem działań związanych z uzyskaniem zewnętrznego finansowania *Projektu*.

Izba jednocześnie nie może zgodzić się z oceną wyrażoną w zeznaniach byłego Prezesa Zarządu, że wiodącą rolę w *Projekcie* miała pełnić ENERGA. Zapisy *Umowy Inwestycyjnej* – tak jak zeznał były Prezes Zarządu – nie wskazywały ENERGA, jako podmiotu wiodącego. Po rozwiązaniu *Umowy Inwestycyjnej*, ENEA oficjalnie nie uzgodniła bowiem z ENERGA kwestii dotyczących: ograniczonego udziału w finansowaniu inwestycji, okresu wyjścia z *Projektu*, jak również roli jaką według niej w całym procesie budowy Elektrowni Ostrołęka C miała odegrać ENERGA (jako docelowy właściciel bloku Ostrołęka C).

(akta kontroli str. 897-911, 1079-1082)

- c) Zarząd wyrażając zgodę na wydanie przez SPV Generalnemu Wykonawcy NTP miał pełną świadomość ograniczonych możliwości bieżącego finansowania *Projektu*. Zgodnie z raportem Doradcy z dnia 28 grudnia 2018 r.⁹⁵, po uwzględnieniu [...] ([...] zł – [...] % udział ENEA) zaangażowanie finansowe Spółki ograniczało się do łącznej kwoty [...] zł w latach 2019 i 2020. Ponadto, na mocy porozumienia kwietniowego, ENEA wycofała się z finansowania *Projektu* w latach 2019 i 2020. Tymczasem z harmonogramu rzeczowo-finansowego⁹⁶ Kontraktu wynika, że planowana wartość realizacji poszczególnych odcinków *Projektu* w latach 2019 i 2020 wynosiła [...] zł netto ([...] zł brutto), co po uwzględnieniu zaliczki w kwocie [...] zł, oznaczało konieczność wydatkowania kwoty ponad [...] zł przez *Sponsorów* w tym okresie. Podpisanie porozumienia kwietniowego oznaczało, że wówczas ENERGA wzięła na siebie ciężar bieżącego finansowania, jednak już w lipcu 2019 r. ENERGA sygnalizowała, że nie będzie mogła podołać finansowaniu w 2020 r.

(akta kontroli str. 748-756, 1056-1078, 1160-1166)

- d) Doradca w raporcie z dnia 28 grudnia 2018 r. wskazał, że z uwagi na warunki banków dotyczące [...] przy finansowaniu *Projektu* dalsze procedowanie go w formule *Project Finance* okazało się niemożliwe. W ocenie NIK oznacza to, że Zarząd świadomie zgodził się na przystąpienie do etapu budowy *Projektu* wiedząc, że nie można liczyć na finansowanie dłużne ze strony banków. Powyższe stanowisko Spółki zostało potwierdzone przez Dyrektora Finansowego Spółki, który wyjaśnił, że ENEA zakładała, że istnieje możliwość realizacji projektu w tej formule z udziałem dodatkowych inwestorów kapitałowych, co miało umożliwić ograniczenie [...] i [...]. NIK zwraca uwagę, że finansowanie *Projektu* w tej formule zakładało także solidarną odpowiedzialność *Sponsorów* oraz zgody wszystkich banków obecnie finansujących *Sponsorów* ze względu na poręczenia. W tym kontekście, biorąc pod uwagę fakt, że ENEA nie zamierzała poręczać żadnych kredytów dla SPV⁹⁷, w ocenie NIK, nie było szans na uzyskanie jakiegokolwiek kredytu bankowego po wydaniu NTP, co zresztą znalazło potwierdzenie w stanie faktycznym: żadna oferta bankowa nie została złożona. Ewentualną szansą na znalezienie finansowania dłużnego mogło być finansowanie *Projektu* z bilansów obu *Sponsorów*, na co jednak finalnie, ani ENEA, ani ENERGA się nie zdecydowały.

(akta kontroli str. 919, 920, 1056-1078)

Wydanie NTP (co nie nastąpiłoby bez zgody ENEA) bez uzgodnionego modelu finansowego i braku zobowiązania poszczególnych stron do zaangażowania w *Projekt* konkretnych kwot (ponad zadeklarowane 2 mld zł), skutkowało zaangażowaniem ENEA i niegospodarnym wydatkowaniem w latach 2019-2020 przez ENEA kwoty 180,7 mln zł oraz udzieleniem SPV dwóch pożyczek w kwocie 210,9 mln zł⁹⁸. Przy uwzględnieniu środków w kwocie 271,4 mln zł poniesionych do dnia wydania NTP łączna wysokość wydatkowanych środków wyniosła 663 mln zł.

(akta kontroli str. 180)

⁹⁵ Potwierdzonym następnie raportem z dnia 3 stycznia 2019 r.

⁹⁶ Zawartego w załączniku nr 4 do Kontraktu.

⁹⁷ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 31 maja 2021 r.

⁹⁸ Z uwzględnieniem kwot pożyczek i kwot odsetek wypłaconych Energa SA przez Enea SA w związku z umową cesji części wierzytelności (z Energa SA na Enea SA) z tytułu umów pożyczek zawartych uprzednio z SPV przez Energa SA.

2. ENEA zwiększyła ryzyko niepowodzenia inwestycji polegającej na budowie bloku Ostrołęka C, rozwiązując *Umowę Inwestycyjną* i jednocześnie zawierając *Porozumienie grudniowe*. Postanowienia tego porozumienia były bardzo ogólne, co przy istniejących dużych rozbieżnościach pomiędzy *Sponsorami* powodowało, że było wysokie prawdopodobieństwo niezgodnienia kwestii objętych postanowieniami *Porozumienia*.

Do dnia 28 stycznia 2019 r. nie zostały spełnione wymagania określone w punktach [...] *Porozumienia Grudniowego*. Nie uzgodniono formy, harmonogramu oraz warunków zaangażowania inwestora finansowego oraz/lub innych inwestorów, nie uzgodniono zasad udzielenia SPV kredytu oraz nie zawarto nowej *Umowy Inwestycyjnej*. Wynikało to przede wszystkim z różnego podejścia *Sponsorów* do wzajemnych zobowiązań na etapie realizacji *Projektu*.

Według wyjaśnień Spółki traktowała ona swoją rolę w *Projekcie* jako inwestora branżowego, nie planowała być stroną zawieranych *Umów Wsparcia*, czy też poręczać za ewentualne kredyty dla SPV. NIK wskazuje jednak, że formalnie ENEA nie uzgodniła z ENERGA ról w tym *Projekcie*, co w ocenie NIK mogło stanowić przyczynę niepowodzenia w uzyskaniu finansowania dłużnego, jak i pozyskania inwestora zewnętrznego dla *Projektu*. *Sponsorzy*⁹⁹ nie tylko do dnia 28 stycznia 2019 r., ale również przez cały *Etap Budowy* nie uzgodnili zapisów nowej *Umowy Inwestycyjnej*, a nawet jej warunków brzegowych tzw. „Term Sheet”¹⁰⁰.

ENEA wraz z drugim *Sponsorem* nie uzgodniła także zasad udzielania Spółce przez kredytodawców kredytów niezbędnych dla ukończenia etapu budowy *Projektu*. W ocenie NIK, podejmowane przez *Sponsorów* oraz SPV działania związane z poszukiwaniem finansowania w I poł. 2019 r. nie mogły przynieść pozytywnego rezultatu w związku z faktem, że dotychczasowe oferty współfinansowania budowy¹⁰¹ warunkowały zaangażowanie kapitałów banków od odpowiednio wysokiego wkładu własnego udziałowców Spółki, co w świetle przytoczonego wyżej stanowiska ENEA nie było możliwe. Z raportu [...] ¹⁰² z dnia 3 stycznia 2019 r. wynikało ponadto, że posiadane przez GK ENEA umowy o finansowanie [...].

Nie zrealizowano także punktu [...] *Porozumienia Grudniowego* dotyczącego zaangażowania inwestora/inwestorów finansowych w kwocie umożliwiającej pokrycie nakładów finansowych *Projektu* z uwzględnieniem zaangażowania finansowego *Sponsorów*. W ocenie NIK poszukiwania inwestora zarówno na rynku polskim, jak i później (w II poł. 2019 r.) na rynku międzynarodowym miały niewielką szansę powodzenia w związku z faktem, że coraz więcej instytucji rezygnowało z finansowych projektów węglowych, co NIK sygnalizowała po kontroli *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018*.

Nie zrealizowano również wymagania określonego w punkcie [...] *Porozumienia Grudniowego*, dotyczącego podjęcia starań w celu dostosowania warunków *Kontraktu* do aktualnego statusu *Projektu*. Izba podzielając wyjaśnienia Spółki, że możliwość zmiany *Kontraktu* uzależniona była od woli Generalnego Wykonawcy oraz obowiązujących w tym czasie postanowień *Kontraktu* z GW, wskazuje, że Spółka nie podjęła żadnych działań w tej kwestii, zarówno po dniu 28 stycznia 2019 r., jak też po dniu 10 lipca 2019 r., kiedy to ENERGA zadeklarowała, że nie będzie mogła zaangażować w *Projekt* więcej niż 819 mln zł. Przy łącznym zaangażowaniu *Udziałowców* na poziomie 2,55 mld zł

⁹⁹ ENEA i ENERGA.

¹⁰⁰ *Wstępne Warunki Finansowania*.

¹⁰¹ Oferty banków: [...] z grudnia 2018 r.

¹⁰² Analiza zdolności finansowej GK ENEA S.A.

luka finansowa wynosiła około 3,8 mld zł (przy budżecie Projektu 6,3 mld zł). W tym czasie nie dysponowano żadnymi wiążącymi deklaracjami uczestnictwa w budżecie Projektu zarówno inwestorów zewnętrznych, jak i kredytodawców, a ENEA nie identyfikowała luki finansowej w Projekcie, do pokrycia której byłaby zobowiązana. Ponadto Spółka miała świadomość, że nie dojdzie do zawarcia *Term Sheet* bowiem przedstawiła warunki zakładające możliwość zróżnicowania udziałów każdego z podmiotów w Projekcie przy zachowaniu współkontroli, na co ENERGA nigdy nie wyrażała zgody.

(akta kontroli str.180-205, 232-239, 1056-1082)

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia negatywnie działania ENEA w procesie inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C. Zarząd Spółki wydając zgodę na wejście w *Etap Budowy Projektu* nie tylko miał świadomość występującej luki finansowej w kwocie 4,0 mld zł oraz fundamentalnych różnic pomiędzy *Sponsorami* co do ich roli i zaangażowania finansowego w Projekt, ale także własnych ograniczeń co do możliwości bieżącego finansowania Projektu. W konsekwencji w realizowanym Projekcie przystąpiono, za zgodą ENEA, do *Fazy Budowy* bez zapewnienia finansowania i bez dostatecznej gwarancji jego uzyskania, a jednocześnie brak podpisania nowej *Umowy Inwestycyjnej* stanowił czynnik wpływający na trudności ze znalezieniem inwestora zewnętrznego. Skutkiem ostatecznego niepowodzenia Projektu była utrata kwoty 663 mln zł, która została przez ENEA zaangażowana w podwyższenie kapitału, zakup udziałów i udzielone pożyczki SPV.

OBSZAR

2. Zarządzanie ryzykiem inwestycji w procesie budowy bloku Ostrołęka C

2.1. Działania wobec zidentyfikowanych ryzyk

Opis stanu faktycznego

W okresie objętym kontrolą w GK ENEA obowiązującymi regulacjami w zakresie zarządzania ryzykiem była *Polityka zarządzania ryzykiem korporacyjnym w Grupie ENEA* i *Metodyka zarządzania ryzykiem korporacyjnym*.

Jednym z ryzyk kluczowych zdefiniowanych przez Spółkę było *ryzyko braku osiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka C*. W szczegółowym opisie ryzyka wskazano czynniki zwiększające prawdopodobieństwo jego zmaterializowania się przez pryzmat nieosiągnięcia zakładanej rentowności Projektu. Zaliczono do nich: brak zainteresowania instytucji finansowych do zapewnienia częściowego finansowania inwestycji (w tym wsparcia inwestora finansowego) oraz brak właściwej współpracy pomiędzy *Sponsorami* i niewywiązywanie się z wzajemnych zobowiązań¹⁰³. W latach 2018-2020 (do dnia 29 lipca 2020 r.) założono, że materializacja ryzyka była realna, jednak poniżej 50,0%.

Zadania w ramach działań na wypadek materializacji się ryzyka dotyczyły wycofania się ze zobowiązań związanych z *Projektem*, podjęcia ewentualnych działań związanych z rozwiązaniem SPV bądź sprzedażą udziałów w SPV oraz rozmów z GW w sprawie możliwości rozwiązania *Kontraktu* (alternatywnie rozważenie możliwości odstąpienia od *Kontraktu*). W ramach działań mitygujących ryzyko prowadzono bieżący monitoring terminowej realizacji Projektu, negocjacje (rozmowy) z instytucjami finansowymi celem określenia warunków ich zaangażowania w finansowanie inwestycji oraz monitoring procedury pozyskiwania finansowania. Od dnia 2 listopada 2020 r. w *Rejestrze ryzyk korporacyjnych ENEA*

¹⁰³ Czynniki wpisany w *Plan postępowania z ryzykami kluczowymi* i *Rejestr ryzyk ENEA* na podstawie wniosku Zarządu nr 2019/0579/DC z dnia 20 listopada 2019 r.

zdefiniowano *ryzyko związane poniesieniem nieprzewidzianych wydatków i kosztów na skutek zmiany paliwa węglowego na gazowe w Projekcie*. Do czynników zwiększających prawdopodobieństwo jego wystąpienia zaliczono brak zawarcia właściwych umów i porozumień ze *Sponsorami* oraz GW i wykonawcami inwestycji powiązanych, dalsze zawieszenie *Projektu* generujące dodatkowe koszty, długotrwałe generowanie kosztów związanych z utrzymaniem SPV, a także niewłaściwe wydzielenie aktywów gazowych (w tym niewłaściwy podział nieruchomości) oraz przeniesienie ich na nowy podmiot. Prowadzone działania mitygujące związane były z realizacją zawartego w dniu 22 grudnia 2020 r. *Porozumienia* w sprawie zasad całościowego rozliczenia *Projektu* oraz zasad wyjścia ENEA z *Projektu* i zaangażowania zewnętrznych doradców prawnych i finansowych, którym powierzone zostało przygotowanie procesu wydzielenia aktywów SPV na potrzeby realizacji projektu gazowego.

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił¹⁰⁴, że ocena ryzyk projektowych była w kompetencjach SPV, gdyż były to w większości ryzyka związane z realizacją *Projektu*, nie zaś ryzyka związane ze strategicznymi lub korporacyjnymi decyzjami *Udziałowców*. Na żądanie *Udziałowców* w ramach indywidualnej kontroli wynikającej z przepisów ustawy z dnia 15 września 2020 r. – *Kodeks spółek handlowych*¹⁰⁵, SPV była zobowiązana do przekazywania ENEA analiz zarządzania ryzykiem projektowym. Z wyjaśnień tych wynika również, że SPV kilkakrotnie przekazywała stosowne analizy, a w niektórych wybranych zakresach np. dotyczących wyboru GW inwestycji ocena ryzyk dokonana przez SPV miała wpływ na ocenę ryzyka korporacyjnego.

(akta kontroli str. 228,229, 912-918, 1732-1863)

Dla zidentyfikowanych ryzyk kluczowych *braku osiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka C* oraz ryzyka związanego z *poniesieniem nieprzewidzianych wydatków i kosztów na skutek zmiany paliwa węglowego na gazowe w Projekcie* Spółka nie określiła mierników, które odpowiadałyby na pytanie, czy dane ryzyko jest minimalizowane.

W *Porozumieniu Kwietniowym Właściciele* zobowiązali się, że w *Umowie Wspólników/Umowie Inwestycyjnej* zostaną określone zasady partycypacji *Udziałowców* w ryzykach *Projektu*. Finalnie nie doszło jednak do zawarcia *Umowy Wspólników/Umowy Inwestycyjnej*.

Pełnomocnik ENEA wyjaśnił¹⁰⁶, iż w treści planowanej *Umowy Inwestycyjnej* ENEA zakładała swoje uczestnictwo z ENERGA w [...], uzgodnionej w *Porozumieniu Grudniowym*.

(akta kontroli str. 289-293, 912-918, 1160-1166)

2.2. Modele finansowe

2.2.1 Grudzień 2018 r.

Centrum kompetencji w zakresie pozyskiwania i rekomendowania ścieżek cenowych do stosowania w GK ENEA stanowiła spółka [...]¹⁰⁷. Spółka ta opracowywała własne autorskie ścieżki cenowe oraz pozyskiwała z rynku od dostawców zewnętrznych wraz z raportami/opiniami, a następnie przekazywała produkty do ENEA.

W grudniu 2018 r. [...] dysponowała bazą ścieżek cenowych mających wpływ na opłacalność *Projektu*, tj. przede wszystkim prognozowanymi cenami: paliwa

¹⁰⁴ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

¹⁰⁵ Dz. U. z 2020 r. poz. 1526, ze zm. Dalej: k.s.h.

¹⁰⁶ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 14 maja 2021 r.

¹⁰⁷ Dalej także [...].

węglowego, uprawnień do emisji CO₂, energii elektrycznej, CDS¹⁰⁸ (marża elektrowni) oraz *load factor*¹⁰⁹ (współczynnikiem obciążenia).

W grudniu 2018 r. Spółka posiadała ponadto ścieżki cenowe opracowane przez spółkę [...] ¹¹⁰ oraz ścieżki cenowe opracowane dla SPV przez spółkę [...] ¹¹¹.

W okresie przed wydaniem NTP Spółka dysponowała modelem finansowym sporządzonym w grudniu 2018 r. na bazie ścieżek cenowych przygotowanych przez [...] dla SPV i wykorzystanych w Modelu Sponsorskim opracowanym przez [...], który wykazywał opłacalność Projektu (IRR¹¹² około [...]%).

Z analizy porównawczej ścieżek opracowanych przez [...] wynika, że dla okresu 2019-2065 zakładano następujące prognozy cen¹¹³:

- węgla – [...];
- CO₂ – [...];
- energii elektrycznej – [...],
- CDS – [...].

Ponadto w prognozie współczynnika obciążenia (*load factor*), liczonego jako procent godzin w okresie, w latach 2024-2060, [...]. Spółka dokonała krytycznej analizy ścieżek cenowych zawartych w modelu finansowym opracowanym na bazie ścieżek [...], uzależniając ostateczną decyzję o ich wykorzystaniu od decyzji Doradcy.

Z wyjaśnień Spółki¹¹⁴ wynika ponadto, że Spółka zauważała pewne rozbieżności w poziomach cen węgla, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂, przyjętych przez SPV w stosunku do ścieżek cenowych przyjętych do stosowania w GK ENEA. Spółka uznała natomiast, że SPV, jako podmiot realizujący *Projekt* i ubiegający się o pozyskanie finansowania ma prawo do prezentacji własnej wizji w tym zakresie, zwrócono natomiast uwagę na potrzebę aktualizacji pierwszych lat prognozy.

(akta kontroli str. 242 -247, 2578)

2.2.2 Maj 2020 r.

Z treści sporządzonego na zlecenie ENEA raportu [...] ¹¹⁵ wynikał brak rentowności *Projektu* w technologii węglowej. Ścieżki cenowe na potrzeby prowadzonych analiz finansowych zostały zamówione przez SPV i przekazane Doradcy w dniu 21 maja 2020 r., a ścieżki ekwiwalentnych pracy bloków (*load factor*) przekazane zostały przez ENERGA. NPV projektu węglowego, po uwzględnieniu tych ścieżek, było [...] zł.

Z analizy ścieżek cenowych przekazanych przez SPV wynika, że dla okresu lat 2023-2065 zakładano następujące prognozy cen:

- węgla – [...];
- CO₂ – [...],
- energii elektrycznej – [...],
- CDS – [...].

Ponadto w prognozie współczynnika obciążenia (*load factor*) w latach 2024-2060 [...].

¹⁰⁸ Clean Dark Spread tzw. marża generacji, jednostka pomiaru zysku elektrowni węglowej, podawana w zł/MWh.

¹⁰⁹ Ścieżki godzin ekwiwalentnych pracy bloków.

¹¹⁰ Dalej [...].

¹¹¹ Dalej [...].

¹¹² Internal Rate of Return, wewnętrzna stopa zwrotu, jedna z metod oceny efektywności ekonomicznej inwestycji.

¹¹³ Ceny realne 2018, bez uwzględnienia inflacji.

¹¹⁴ Pismo znak: DA/AK/63/2021 z dnia 1 czerwca 2021 r.

¹¹⁵ Analiza opcji realizacji Projektu Ostrołęka C. z dnia 1 czerwca 2020 r.

Z analizy porównawczej obu modeli wynika, że tylko [...].

W prognozie z 2020 r. średnia cena certyfikatów emisji CO₂ [...].

W prognozie z 2020 r. średnia cena energii elektrycznej [...].

W prognozie z 2020 r. średnia marża uzyskiwana przez blok energetyczny [...].
[...].

Z raportu [...] wynika, że powyższe założenia (ścieżki cenowe) nie były przedmiotem oceny, weryfikacji, ani rekomendacji przez Doradcę.

Spółka nie dokonała własnej analizy rentowności *Projektu* w technologii węglowej, chociaż dysponowała własnymi ścieżkami cenowymi (na bazie ścieżek [...]) oraz kompletem ścieżek cenowych opracowanych w lutym i marcu 2020 r. przez trzech doradców tj. [...].

Z analizy ścieżek cenowych wynika, że we wszystkich pozyskanych raportach, w tym raporcie [...], prognozowano długoterminowy trend wzrostowy dla cen uprawnień do emisji CO₂, w większości przypadków ze zwiększeniem dynamiki wzrostu cen od [...] r. Ceny uprawnień rosły z poziomu około [...] do około [...] w [...] r.

We wszystkich raportach prognozowano spadek mocy zainstalowanej na węglu kamiennym, co miało wpłynąć na zmniejszenie popytu na węgiel. Ceny węgla kształtowały się w prognozach w przedziale [...].

W większości projekcji zakładano także długoterminowy wzrost cen energii elektrycznej z poziomu około [...] w [...] r. do około [...] w [...] r.

[...] w dniu 9 lipca 2020 r. opracowała raport dotyczący długoterminowych ścieżek cenowych uwzględniających możliwe skutki wystąpienia pandemii koronawirusa. W raporcie tym opracowano cztery scenariusze dotyczące sytuacji gospodarczej i dla każdego ze scenariuszy przypisano prognozowaną ścieżkę zapotrzebowania na moc w KSE, prognozowany miks energetyczny oraz prognozowane ceny paliw, CO₂ i energii elektrycznej. W związku z prowadzoną na szczeblu unijnym polityką klimatyczną oraz w celu optymalizacji miksu energetycznego założono rosnące znaczenie energii wytwarzanej z gazu ziemnego.

Przykładowo w scenariuszu referencyjnym założono m.in., że procentowy udział elektrowni opartych na węglu kamiennym w [...] r. wyniesie [...], a w [...] r. [...]. Cena uprawnień do emisji CO₂, w scenariuszu tym [...].

Z wyjaśnień Spółki¹¹⁶ wynika, że nie dokonano własnych analiz z uwagi na fakt, że *Projekt* był realizowany przez SPV, i do analiz jego opłacalności zastosowano zestaw ścieżek cenowych przygotowany na zlecenie SPV, a wykorzystanie tych ścieżek cenowych miało na celu uspołnienie założeń dla obu inwestorów.

Z wyjaśnień Spółki wynika także, że zostały przeprowadzone analizy rentowności projektu z wykorzystaniem ścieżek cenowych przygotowanych przez renomowanych ekspertów w ramach analizy wrażliwości ([...]), jednakże wyników tych analiz nie przedstawiono w trakcie kontroli.

(akta kontroli str.242-247, 1977-2496)

NIK zwraca uwagę, że Spółka nie zweryfikowała analiz opłacalności kontynuacji *Projektu* w technologii węglowej, pomimo posiadania własnych, często odmiennych ścieżek cenowych. Spółka zaakceptowała analizę wyników modelu finansowego *Projektu* sporządzonego przez SPV, w wyniku której uzyskano ujemne NPV projektu węglowego¹¹⁷, co następnie stanowiło przesłankę niekontynuowania jego realizacji w dotychczasowej formie, tj. jako budowy elektrowni wytwarzającej energię

¹¹⁶ Pismo z dnia 1 czerwca 2021 r. znak: DA/AK/63/2021.

¹¹⁷ Raport [...].

elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. W opinii NIK przyjęte przez SPV ścieżki cenowe, a w szczególności CO₂ i CDS powinny wzbudzić wątpliwości Spółki w związku z faktem, że dla CO₂ założono [...], tymczasem w dniu 8 kwietnia 2018 r. weszła w życie *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814¹¹⁸* wprowadzająca zmianę w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych polegającą m.in. na zwiększeniu tempa redukcji liczby bezpłatnych uprawnień w systemie. Począwszy od 2021 r. tzw. współczynnik liniowy miał zostać podwyższony z 1,7% do 2,2%. Malejąca liczba uprawnień CO₂ na rynku miała przeciwdziałać ich nadpodaży i nadmiernemu spadkowi cen, a także zapewnić odpowiednio wysoki poziom redukcji emisji. Przyjęcie w tym układzie założenia, że cena uprawnień do emisji CO₂ [...] było, w ocenie NIK, niewłaściwe. Biorąc pod uwagę fakt, że wysokie koszty praw do emisji CO₂, pod warunkiem występowania w systemie stosunkowo dużej liczby elektrowni węglowych o niższej sprawności, które przez znaczną część godzin w roku będą wyznaczać cenę rynkową, co sprzyjałoby wysokiej marży wytwarzania energii elektrycznej (CDS) w nowoczesnej elektrowni węglowej, przyjęcie [...] mogło w istotny sposób zmniejszyć rentowność budowy bloku w technologii węglowej. Kolejnym czynnikiem, który mógł zaburzyć analizy dotyczące rentowności był przyjęty koszt kapitału, który dla wariantu CCGT oszacowano na poziomie [...], a dla wariantu węglowego na poziomie [...]. NIK biorąc pod uwagę zmiany w otoczeniu zewnętrzne, jakie nastąpiły w grudniu 2019 r. (w ramach tzw. pakietu zimowego uległa zmianie zakładana do 2030 r. redukcja CO₂ z 40 % do 55%) zwraca uwagę, że ENEA, jako Spółka, która weszła do *Projektu* jako inwestor branżowy, posiadający niezbędne doświadczenie przy realizacji projektów opartych na technologii węglowej, powinna była być szczególnie wyczulona na przesłanki wskazujące na zasadność rezygnacji z tej technologii.

(akta kontroli str.242-247)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Spółka niewłaściwie zarządzała ryzykami związanymi z realizacją *Projektu*, w tym w szczególności ryzykiem *braku osiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka C*. Dla zdefiniowanych ryzyk ENEA nie określiła mierników wskazujących, czy podejmowane działania monitorujące i mitygujące przynosiły odpowiedni efekt. Spółka nie mogła więc na bieżąco reagować na pojawiające się odchylenia od poziomu przyjętego jako akceptowalny. Zdaniem NIK konsekwencją braku określenia mierników przez cały okres funkcjonowania ryzyka *nieosiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka C* było zdefiniowanie przez Spółkę prawdopodobieństwa zmaterializowania się tego ryzyka na poziomie poniżej 50,0%. Oznaczało to, że ryzyko charakteryzowało się średnim prawdopodobieństwem materializacji, a okres potencjalnej materializacji wynosił od sześciu do 12 miesięcy. Nawet po dniu 28 grudnia 2018 r., tj. po ograniczeniu przez ENEA udziału w finansowaniu *Projektu* do 1 000,0 mln zł i pomimo świadomości braku gwarancji montażu finansowego *Projektu*, Spółka nie podwyższyła stopnia materializacji tego ryzyka. Nie zrobiła tego również po dniu 28 stycznia 2019 r., gdy nie zostały zrealizowane zapisy *Porozumienia Grudniowego* w zakresie określenia warunków zaangażowania inwestora finansowego, uzgodnienia zasad udzielenia SPV kredytu i zawarcia nowej *Umowy Inwestycyjnej*. Nawet po dniu zawieszenia realizacji *Projektu* (13 lutego 2020 r.) Spółka nie zwiększyła prawdopodobieństwa materializacji tego ryzyka do poziomu bardzo wysokiego (powyżej 70,0%).

¹¹⁸ Dz. Urz. UE L 76 z 19.03.2018, str. 3. Dalej: dyrektywa 2018/410.

W konsekwencji nie zmodyfikowano działań i nie wdrożono skutecznych środków zaradczych.

NIK zauważa ponadto, że nie określono zasad partycypacji *Sponsorów* w ryzykach *Projektu*. Zapisy *Porozumienia Kwietniowego* zobowiązywały *Sponsorów* do określenia w *Umowie Wspólników/Umowie Inwestycyjnej* zasad partycypacji *Udziałowców* w ryzykach *Projektu*. Brak zawarcia takiej umowy nie stanowił, zdaniem Izby, wystarczającego usprawiedliwienia dla niedokonania takiej czynności przez *Sponsorów* przez cały okres *Etapu Budowy Projektu*. O ile NIK zgadza się z wyjaśnieniami Pełnomocnika, że właścicielem większości ryzyk projektowych powinna być SPV z racji posiadanej wiedzy oraz dysponując możliwością bieżącego monitorowania czynników ryzyka, to ryzyka niezapewnienia finansowania zależały od wszystkich interesariuszy *Projektu*. SPV nie mogła sama, bez *Sponsorów*, gwarantujących odpowiedni poziom finansowania inwestycji, prowadzić działań, które pozwalałyby zminimalizować to ryzyko do akceptowalnego poziomu.

(akta kontroli str.228, 229, 912-918, 1160-1166, 1732-1754)

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia negatywnie zarządzanie ryzykami związanymi z *Projektem*. Wobec zidentyfikowanych ryzyk nie ustalono mierników pozwalających ocenić, czy podejmowane rozwiązania prewencyjne służą ich minimalizowaniu. W przypadku ryzyka *nieosiągnięcia celu gospodarczego planowanej budowy elektrowni Ostrołęka* nie zmieniano jego wagi, ani nie wprowadzono nowych środków mitygujących pomimo, że od grudnia 2018 r. znacznie wzrastało zagrożenie niepozyskania finansowania na realizację tej inwestycji, a tym samym jej niedokończenia. NIK zauważa ponadto, że ENEA, angażując w *Projekt* kwotę ponad 663 mln zł, powinna była podjąć wszelkie możliwe działania w celu zweryfikowania analiz opłacalności kontynuacji *Projektu* w technologii węglowej.

3. Działania w celu zmiany kluczowych założeń inwestycji

Opis stanu faktycznego

W dniu 2 czerwca 2020 r. pomiędzy ENEA, ENERGA. oraz PKN Orlen SA zawarte zostało porozumienie określające główne zasady współpracy w *Projekcie gazowym*, do których zakwalifikowano:

- kontynuację współpracy ENEA z ENERGA w ramach istniejącej SPV i dokonanie rozliczenia pomiędzy *Sponsorami* kosztów związanych z *Projektem* a także rozliczenia kosztów z wykonawcami *Projektu*,
- uwzględnienie w charakterze nowego wspólnika w *Projekcie gazowym* PKN Orlen SA,
- udział ENEA w *Projekcie gazowym* jako wspólnika mniejszościowego z ograniczonym kwotowo limitem zaangażowania (w konsekwencji Spółka miała już nie być podmiotem współkontrolującym SPV),
- zawarcie nowej umowy wspólników w sprawie realizacji *Projektu gazowego*,
- realizację działań przez ENERGA wspólnie z PKN Orlen SA dla pozyskania finansowania dla *Projektu gazowego*.

(akta kontroli str.1541-1544)

W dniu 19 sierpnia 2020 r. Zarząd ENEA SA podjął uchwałę¹¹⁹ w sprawie utworzenia rezerwy i dokonania odpisu dotyczącego *Projektu Ostrołęka C* oraz ujęcia ich w księgach rachunkowych ENEA SA. Utworzono odpis aktualizujący wartość pożyczek udzielonych SPV w wysokości [...] zł oraz rezerwę na przyszłe zobowiązania inwestycyjne wobec SPV oraz ENERGA w wysokości [...] zł.

¹¹⁹ Uchwała nr 285/2020 Zarządu ENEA SA z dnia 19 sierpnia 2020 r.

Na koniec I kwartału 2021 r. dokonano odpisów aktualizujących wartość pożyczek udzielonych SPV w wysokości [...] zł oraz zaktualizowano rezerwę na przyszłe zobowiązania wobec SPV oraz ENERGA na kwotę 222 200 tys zł.

(akta kontroli str.1864-1876)

W raporcie [...] ¹²⁰ pn. *Analiza strategicznych alternatyw inwestycyjnych Enea S.A.* zawarto następujące informacje:

- [...].
- [...].
- [...].
- [...].
- [...].
- [...].

(akta kontroli str. 1545-1655, 1668-1710)

W dniu 22 grudnia 2020 r. ENEA, ENERGA i SPV zawarły porozumienie w sprawie współpracy przy podziale spółki Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o.¹²¹. Zawarcie porozumienia oznaczało zakomunikowanie ENERGA decyzji o rezygnacji przez ENEA z dalszego zaangażowania w *Projekt gazowy*, przy jednoczesnym pozostaniu w rozliczeniu *Projektu*.

Z treści porozumienia wynikało m.in., że:

- zasada podziału kosztów pomiędzy stronami została wypracowana biorąc pod uwagę aktualny równy udział każdego ze *Wspólników* (tj. po 50%) w SPV oraz obowiązującej zasady współkontroli.
- Strony uwzględniły, że zawierane porozumienie mogło nie uwzględniać wszystkich kosztów do poniesienia przez SPV z tytułu *Projektu* (realizacja, zawieszenie prac oraz zakończenie w związku ze zmianą na *Projekt gazowy*).
- Zasadniczo zwrot kosztów inwestycji miał następować na podstawie dopłat udzielanych przez ENENA i ENERGA do SPV.
- Strony miały podjąć starania, aby do końca 2020 r. wyodrębnić w ramach *Projektu* (w tym rachunkowo i organizacyjnie) część przedsiębiorstwa związanego z prowadzeniem *Projektu gazowego*. Od dnia wyodrębnienia, koszty inwestycyjne związane z rozliczeniem *Projektu gazowego* miały nie być wliczane do kosztów inwestycji zdefiniowanych w porozumieniu.

Na mocy powyższego porozumienia ENEA potwierdziła wolę nieuczestniczenia (rezygnacji z udziału) w *Projekcie Gazowym*, a pozostałe Strony na taką decyzję ENEA wyraziły zgodę, nie wywodząc z tej decyzji żadnych roszczeń względem ENEA.

W dniu 27 maja 2021 r. Strony zawarły aneks do porozumienia o podziale, w którym zapisano m.in., iż Strony potwierdzają wolę wykonania rzeczowego rozdzielenia *Projektu Węglowego* od *Projektu Gazowego* w drodze:

- sprzedaży przez SPV składników mienia składających się na *Projekt Gazowy* wraz z przeniesieniem powiązanych z nimi obowiązków, jak również praw i obowiązków z decyzji administracyjnych, praw i obowiązków ze stosunków zatrudnienia części załogi, wyodrębnionymi łącznie w taki sposób, aby, o ile to będzie możliwe, przedmiotem sprzedaży była zorganizowana część przedsiębiorstwa Spółki albo

¹²⁰ Raport z dnia [...].

¹²¹ Dalej porozumienie o podziale.

- podziału Spółki poprzez wydzielenie w rozumieniu art. 529 § 1 pkt 4 k.s.h. aktywów i pasywów oraz praw i obowiązków składających się na *Projekt Gazowy* (wraz z częścią załogi i innymi elementami przyporządkowanymi), wyodrębnionymi w taki sposób, aby *Projekt Gazowy* stanowił zorganizowaną część przedsiębiorstwa Spółki.

Podział przez wydzielenie bądź sprzedaż *Projektu Gazowego* miał nastąpić na spółkę wskazaną przez ENERGA i będącą spółką z GK ENERGA bądź grupy kapitałowej, do której ENERGA należy.

(akta kontroli str. 1711-1731)

W dniu 22 grudnia 2020 r. ENEA zawarła z ENERGA drugie porozumienia w sprawie współpracy przy rozliczeniu inwestycji budowlanej Elektrowni Ostrołęka.

Na mocy tego Porozumienia ustalono, że zobowiązania SPV związane z *Projektem węglowym*, jak również koszty funkcjonowania Spółki, po wyodrębnieniu kosztów funkcjonowania właściwych dla *Projektu gazowego*, stanowią, zgodnie z Porozumieniem, wartość kosztów do pokrycia. Koszty te obejmują w szczególności:

- koszty związane z pracami Wykonawcy w zakresie *Projektu węglowego* oraz zawieszeniem prac dotyczących *Projektu węglowego*,
- koszty wynikające z umowy z dnia 4 października 2019 r. z wykonawcą przebudowy bocznicy kolejowej,
- koszty wynikające ze wszelkich pozostałych umów dotyczących *Projektu węglowego* zawartych przez Spółkę przed dniem zawarcia niniejszego porozumienia, a po jego zawarciu związanych z realizacją lub rozliczeniem *Projektu węglowego*,
- koszty bieżącego funkcjonowania Spółki, z wyłączeniem kosztów zakwalifikowanych do *Projektu gazowego*.

Koszty inwestycji, po uwzględnieniu rozliczenia umowy pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r., ENEA i ENERGA zobowiązały się ponosić po połowie. Strony zobowiązały się do współdziałania we wszystkich sprawach Spółki, które dotyczą ustalania i uzgadniania kosztów inwestycji oraz podejmowania decyzji o sposobie ich pokrywania poprzez płatności na rzecz Spółki.

(akta kontroli str. 1625-1640)

Według danych na koniec kwietnia 2021 r., do dnia zakończenia kontroli, w realizację *Projektu* Sponsorzy zaangażowali:

- 912,5 mln zł – jako kapitał zakładowy spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o., przy czym po 50% udziałów SPV przypadało na ENEA i ENERGA,
- 398 mln zł – tytułem pożyczki wypłaconej SPV na mocy umowy pożyczki z dnia 17 lipca i z dnia 23 grudnia 2019 r., przy czym wierzytelności z tytułu umowy pożyczki przysługiwały po połowie ENEA i ENERGA.

W trakcie trwania czynności kontrolnych negocjowane było porozumienie z GW rozliczające całość kosztów inwestycji węglowej. Generalny Wykonawca szacował je (z uwzględnieniem już wpłaconych środków) na łączną kwotę [...] zł. SPV szacowała natomiast, że do rozliczenia na rzecz GW oraz pozostałych wykonawców pozostała jeszcze kwota około [...] zł netto (po 50% po stronie każdego ze sponsorów tj. [...] zł po stronie ENEA).

ENEA na realizację *Projektu* w latach 2016-2020 poniosła łączne wydatki w kwocie 670 782,1 tys. zł, w tym: 100 925 tys. zł – nabycie akcji SPV, 351 191,0 tys. zł – podwyższenie kapitału zakładowego SPV, 210 905,7 tys. zł – udzielone pożyczki wraz z zapłaconymi odsetkami (nabycie wierzytelności od ENERGA), 2 144,6 tys. zł

– koszty doradztwa biznesowego, 1 837,8 tys. zł – koszty doradztwa prawnego, 3 004,3 tys. zł – inne koszty oraz 773,6 tys. zł – wynagrodzenie Pełnomocnika.

NIK zwraca uwagę, że na dzień zakończenia kontroli nie jest możliwe precyzyjne wyliczenie całości wydatków Spółki na *Projekt*, w związku z niezakończonym procesem jego rozliczenia i niedokonaną sprzedażą przedsiębiorstwa SPV, na rzecz spółki CCGT Ostrołęka sp. z o.o. (w wyniku której połowa ceny sprzedaży stanowić miała przychód ENEA).

(akta kontroli str. 180-205)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Wobec problemów z pozyskaniem finansowania na *Projekt* oraz niezgodnieniem ról *Sponsorów* w tym *Projekcie*, odstąpienie od realizacji *Projektu* w technologii węglowej było w interesie Spółki. NIK nie formułuje jednocześnie oceny przyjętych założeń i prac przygotowawczych bloku w wariacie gazowym z uwagi na fakt, że ENEA zrezygnowała z udziału w budowie bloku Ostrołęka C w tej technologii.

IV. Uwagi i wnioski

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

Uwagi

NIK zwraca uwagę na potrzebę podjęcia działań dla zminimalizowania strat ENEA SA poprzez zintensyfikowanie działań w celu doprowadzenia do ostatecznego rozliczenia *Projektu*, w tym sprzedaży przedsiębiorstwa Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. w celu ograniczenia kosztów ponoszonych przez Spółkę na *Projekt*.

Wnioski

1. Podjęcie działań w celu dochodzenia odpowiedzialności odszkodowawczej wobec członków Zarządu Enea SA, którzy przedstawili Radzie Nadzorczej Spółki w dniu 28 grudnia 2018 r. nieprawdziwe informacje dotyczące struktury finansowania *Projektu*, w konsekwencji czego Rada Nadzorcza Enea SA udzieliła zgody na wydanie NTP, co doprowadziło do rozpoczęcia prac skutkującego dalszym zaangażowaniem Enea SA i wydatkowaniem 180,7 mln zł (180 691 050 zł) z tytułu podwyższenia kapitału zakładowego SPV oraz 210,9 mln zł (210 905 700 zł) z tytułu udzielenia SPV dwóch pożyczek i zapłaty na rzecz Energa SA odsetek od nabywanych wierzytelności z nich wynikających.
2. Rozważenie przeprowadzenia audytu *Projektu* w kontekście zidentyfikowania przyczyn słabości mechanizmów kontroli zarządczej, a w szczególności mechanizmów zarządzania ryzykiem,
3. Zapewnienie w procedurach zarządzania ryzykami projektowymi ustalenia adekwatnych mierników oraz działań zaradczych, a także mechanizmów monitorowania tych działań i oceny ich skuteczności.

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 Strategii Najwyższej Izby Kontroli. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

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

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

Warszawa, dnia 29 czerwca 2021 r.

Kontrolerzy

Piotr Piątkiewicz
Główny specjalista
kontroli państwowej

/-/

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Strategii
p.o. Dyrektor
Marzena Rajczewska

/-/

Agnieszka Kuźniewicz
Inspektor kontroli państwowej

/-/