



## NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Strategii

KST.411.001.01.2021

Pan  
Jacek Goliński  
Prezes Zarządu  
Energia SA  
al. Grunwaldzka 472 80-309 Gdańsk

# WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

zmienione zgodnie z treścią uchwały Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej  
w Najwyższej Izbie Kontroli z dnia 29 listopada 2021 r.  
(znak: KPK-KPO.443.145.2021)

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

# I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Energa SA <sup>1</sup> , al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk
Kierownik jednostki kontrolowanej	Jacek Goliński, Prezes Zarządu, od dnia 17 grudnia 2019 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Grzegorz Ksepko, Prezes Zarządu, od dnia 3 czerwca do dnia 13 grudnia 2019 r. Alicja Barbara Klimiuk, p.o. Prezes Zarządu, od dnia 31 lipca 2018 r. do dnia 30 maja 2019 r.  (akta kontroli str.3546, 3686-3701)
Zakres przedmiotowy kontroli	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.
Okres objęty kontrolą	Od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia zakończenia kontroli <sup>2</sup> , 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 Najwyższej Izbie Kontroli <sup>3</sup>
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Strategii
Kontrolerzy	1. Piotr Piątkiewicz, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/5/2021 z dnia 17 marca 2021 r. 2. Łukasz Zgoda, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/4/2021 z dnia 17 marca 2021 r. 3. Agnieszka Kuźniewicz, inspektor kp., upoważnienie do kontroli nr KST/6/2021 z dnia 17 marca 2021 r.  (akta kontroli str. 1-6)

<sup>1</sup> Dalej: Spółka, Energa lub Energa SA.

<sup>2</sup> Czynności kontrolne zostały zakończone w dniu 18 czerwca 2021 r.

<sup>3</sup> Dz. U. z 2020 r. poz. 1200, dalej: ustawa o NIK.

## II. Ocena ogólna<sup>4</sup> kontrolowanej działalności

### OCENA OGÓLNA

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia działania Energa SA związane z realizacją inwestycji blok energetyczny Ostrołęka C<sup>5</sup>.

### Uzasadnienie oceny ogólnej

Podstawową przyczyną niepowodzenia przedsięwzięcia, polegającego na budowie bloku węglowego o mocy około 1000 MW Ostrołęka C, było niezapewnienie całościowego finansowania inwestycji. Wynikało to z ograniczenia zaangażowania finansowego Energa SA i Enea SA<sup>6</sup>. Zarząd Energa SA miał pełną świadomość istnienia luki finansowej w *Projekcie* w momencie udzielania zgody na wydanie *Polecenia Rozpoczęcia Prac*<sup>7</sup> przez pełnomocnika Zarządu Energa SA na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu Wspólników Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o.<sup>8</sup>. Spowodowało to 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 Energa SA w celu realizacji inwestycji przed wydaniem NTP w kwocie 279,7 mln zł (279 675 000 zł) – w łącznej kwocie 460,4 mln zł (460 366 050 zł). Wraz z udzielonymi SPV pożyczkami, które zostały objęte odpisami aktualizującymi ich wartość (w związku z wysokim prawdopodobieństwem ich nieściągalności), łączna kwota zaangażowanych przez Energa SA w inwestycję środków wyniosła 659,4 mln zł (659 366 050 zł).

W momencie udzielania powyższej zgody w szczególności nie został uzgodniony pomiędzy *Sponsorami* model finansowy, a struktura finansowa, którą dysponowała Energa SA była nieaktualna i zakładała niemożliwe do uzyskania finansowanie zewnętrzne w kwocie [...] zł, w tym od Funduszu Inwestycyjnego Zamkniętego Aktywów Niepublicznych Energia<sup>9</sup> kwocie 1 mld zł oraz od *Banków*<sup>10</sup> w kwocie [...] zł). Ponadto w zawartym w dniu 28 grudnia 2018 r. (tj. w dniu wydania NTP) *Porozumieniu Grudniowym*<sup>11</sup> zaangażowanie finansowe w *Projekt* ze strony Energa SA miało wynosić nie mniej niż 1 mld zł, a drugi *Wspólnik* ograniczył swój udział do 1 mld zł. Deklaratywna treść *Porozumienia Grudniowego* skutkowałą brakiem wyraźnego zobowiązania Energa SA co do zaangażowania w *Projekt* konkretnych kwot.

Zarząd Energa SA, mając świadomość istnienia istotnych różnic pomiędzy Spółką i Enea SA co do wysokości środków finansowych przeznaczonych na realizację *Projektu*, a także co do dalszego obowiązywania *Umowy Inwestycyjnej*<sup>12</sup>, nie podejmował skutecznych działań zabezpieczających interes Energa SA. Zarząd Energa SA zgodził się na podpisanie *Porozumienia Grudniowego*, rozwiązującego *Umowę Inwestycyjną*. Powodowało to odstąpienie od wzajemnych zobowiązań określonych w tej *Umowie* bez ustalenia nowych warunków zaangażowania stron w tą inwestycję. *Umowa Inwestycyjna* gwarantowała równy poziom zaangażowania finansowego w *Projekt* i współkontrolę nad SPV przez Energa SA i Enea SA, co

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

<sup>5</sup> Dalej: Projekt lub Inwestycja.

<sup>6</sup> Dalej: Sponsorzy, Udziałowcy, Wspólnicy.

<sup>7</sup> Dalej: NTP (ang. Notice to proceed).

<sup>8</sup> Dalej: SPV.

<sup>9</sup>\*) 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 Energa SA i innych spółek prawa handlowego lub osób, których dotyczą zawarte w wystąpieniu pokontrolnym informacje przez ich wykreślenie i zastąpienie oznaczeniem [...].

<sup>9</sup> Funduszu reprezentowany przez Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia SA. Dalej: FIZAN Energia.

<sup>10</sup> [...].

<sup>11</sup> Porozumienie zawarte pomiędzy Energa SA, Enea SA i SPV.

<sup>12</sup> Umowa inwestycyjna zawarta w dniu 8 grudnia 2016 r. pomiędzy Energa SA, Enea SA i SPV.

z kolei nie zostało zagwarantowane w zawartym w miejsce *Umowy Inwestycyjnej Porozumieniu Grudniowym*.

Zarząd Energa SA nie zainicjował również procesu uzyskania nowych zgód korporacyjnych w Spółce dotyczących zgody Energa SA na wydanie NTP w sytuacji rozwiązania *Umowy Inwestycyjnej*. Zgody korporacyjne udzielone w dniach 18-19 grudnia 2018 r. zostały wydane w innej sytuacji faktycznej i prawnej niż istniejąca w momencie udzielania w dniu 28 grudnia 2018 r. zgody na wydanie NTP. Rada Nadzorcza Spółki nie miała pełnej wiedzy o ograniczeniu finansowego udziału Enea SA i Energa SA, a w konsekwencji została pozbawiona możliwości uwzględnienia tej kwestii i zajęcia wobec niej stanowiska.

Ponadto Zarząd Spółki wnioskując w dniu 18 grudnia 2018 r. do Rady Nadzorczej Energa SA o zgodę na wydanie NTP oraz ustalenie i zatwierdzenie Szczegółowych Warunków Realizacji Inwestycji<sup>13</sup> miał już też świadomość występujących trudności w uzyskaniu finansowania zewnętrznego, a także występujących problemów w uzgodnieniu struktury i kwot zaangażowania *Wspólników*. Spowodowało to, że przedstawiona we wnioskach struktura finansowania projektu była nieaktualna. W szczególności struktura finansowania *Projektu* zawierała nieaktualny od dnia 30 listopada 2018 r. udział we współfinansowaniu inwestycji przez FIZAN Energia<sup>14</sup>, niemożliwy do uzyskania udział finansowy *Banków*, których warunków finansowania Zarząd Spółki nie mógł zaakceptować bez naruszania kowenantów finansowych oraz nieaktualny poziom zaangażowania własnego Spółki.

Energa SA niewłaściwie zarządzała ryzykiem poprzez nieokreślenie w okresowej aktualizacji strategii ryzyka w 2019 r. kryzysowego planu działania, nieprzyjęcie mierników ryzyka poczynawszy od czerwca 2018 r. oraz niewprowadzanie nowych mechanizmów kontrolnych. Ponadto przyjęty plan działania mający mitygować ryzyko opisane jako niezamknięcie finansowania sprowadzał się *de facto* do inicjowania zbliżonych działań, z dokonywaniem jedynie zmian terminu ich sfinalizowania. W Energa SA nie określano również mierników ryzyka przez co jego monitorowanie było dodatkowo utrudnione.

W dniu 13 lutego 2020 r. Energa SA i Enea SA podjęły decyzję o zawieszeniu finansowania *Projektu*. Po potwierdzeniu nieuzyskania zewnętrznego finansowania w wariantcie węglowym oraz niezbędnych analiz prawnych identyfikujących ryzyko z tym związane podjęto decyzję o zmianie technologii inwestycji. W porozumieniu zawartym pomiędzy Spółką, Enea SA oraz Polskim Koncernem Naftowym ORLEN SA<sup>15</sup> z dnia 2 czerwca 2020 r. strony wyraziły wolę zmiany technologii elektrowni węglowej na elektrownię gazową i realizacji bloku klasy 800 MW w technologii CCGT<sup>16</sup>. Wobec braku możliwości kontynuowania inwestycji według pierwotnie przyjętych założeń, zmiana wariantu (z węglowego bloku energetycznego na gazowy) w ocenie NIK wskazuje na zamiar osiągnięcia celu wybudowania nowego bloku innymi środkami.

---

<sup>13</sup> Dalej: SWRI.

<sup>14</sup> Dalej: FIZAN Energia.

<sup>15</sup> Dalej: PKN Orlen SA.

<sup>16</sup> Układ gazowo-parowy z turbiną gazową (ang. Combined Cycle Gas Turbine).

### III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny częściowej<sup>17</sup> kontrolowanej działalności

OBSZAR

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

Opis stanu faktycznego

##### 1.1 Działania podejmowane w celu zapewnienia finansowania, w tym zewnętrznego, inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C

Zarząd Spółki w dniu 16 maja 2016 r. postanowił o wznowieniu realizacji wcześniej zawieszonego<sup>18</sup> *Projektu*. Fakt ten został odzwierciedlony w *Strategii Grupy Energa na lata 2016-2025* oraz w *Wieloletnim Planie Inwestycji Strategicznych Grupy Energa na lata 2016-2025*. Oba dokumenty zostały przyjęte w dniu 15 listopada 2016 r. Uchwałą Rady Nadzorczej Spółki nr 91/IV/2016. Uchwałą nr 92/IV/2016 z dnia 15 listopada 2016 r. Rada Nadzorcza Spółki zatwierdziła projekcje finansowe Grupy, sporządzone w *Długoterminowym Modelu Finansowym Grupy Energa na lata 2016-2025*, w których odzwierciedlono zaangażowanie Spółki w *Projekt* na poziomie [...] zł (przy założeniu utrzymania współkontroli nad *Projektem* wraz z Enea SA). *Strategia* nie wykluczała udziału dodatkowych partnerów kapitałowych w *Projekcie*. Rada Nadzorcza Energa SA uchwałą nr 31/V/2018 z dnia 20 kwietnia 2018 r. zatwierdziła *Długoterminowy Model Finansowy Grupy Energa na lata 2018-2027*, w którym zaangażowanie Spółki w *Projekt* określono na poziomie [...] zł (taki sam poziom nakładów jak Enea SA), oraz założono dodatkowe finansowanie *Projektu* przez inwestorów finansowych w kwocie ok. [...] zł i zaciągnięcie długu przez SPV na poziomie [...] zł.

*Strategia Grupy Kapitałowej Energa na lata 2016-2025* obowiązywała w dniu 28 grudnia 2018 r., a także w latach 2019-2020 do dnia 13 lutego 2020 r. tj. do momentu zawieszenia realizacji *Projektu*. Zaangażowanie Spółki w *Projekt* na poziomie [...] zł ([...]<sup>19</sup>) było przedmiotem raportu [...] z dnia 4 listopada 2016 r., sporządzonego przez agencję ratingową [...] z uwzględnieniem udziału w projekcie [...] (na poziomie [...] zł) oraz [...] (za [...] zł). [...] ocenił, że realizacja powyższego pakietu inwestycyjnego nie wpłynie na rating Spółki.

Zgodnie z *Umową Inwestycyjną* zawartą w dniu 8 grudnia 2016 r. pomiędzy Energa SA, Enea SA i SPV, finansowanie realizacji *Inwestycji* miało następować w równych proporcjach ze środków *Udziałowców* SPV, z uwzględnieniem środków możliwych do pozyskania od inwestorów finansowych. Strony *Umowy* miały zaangażować się w działania zmierzające do pozyskania inwestorów finansowych w przypadku, gdyby uznały, że pozyskanie inwestorów finansowych, dysponujących możliwościami sfinansowania *Projektu* byłoby dla nich korzystne (punkt [...]).

Od dnia 13 stycznia 2017 r. Energa SA pełniła funkcję spółki o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa, w związku z ujęciem Spółki w rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2017 r. w sprawie określenia wykazu spółek o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa<sup>23</sup>. Ponadto w § 5 ust. 2 Statutu

<sup>17</sup> Oceny częściowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena częściowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

<sup>18</sup> Uchwała Zarządu Spółki z dnia 14 września 2012 r., na mocy której wstrzymano realizację *Projektu*.

<sup>19</sup> [...].

<sup>20</sup> [...].

<sup>21</sup> Dalej: [...].

<sup>22</sup> [...].

<sup>23</sup> Dz. U. z 2017 r. poz. 95

Energa SA<sup>24</sup> zapisano, że Spółka realizuje zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej.

W ramach poszukiwania finansowania zewnętrznego w dniu 3 września 2018 r. Spółka wspólnie z Enea SA i SPV zawarła porozumienie (obowiązujące do dnia 30 listopada 2018 r.) z FIZAN Energia reprezentowanym przez TFI Energia SA, w którym zaangażowanie finansowe *Funduszu w Projekt* określono na kwotę 1,0 mld zł.

W dniu 6 września 2018 r. Spółka, wraz z Enea SA i SPV, uzyskała od *Banków* promesę warunkową zawarcia kredytu terminowego do kwoty [...] zł i kredytu VAT do kwoty [...]. Ważność promesy upływała w dniu 28 grudnia 2018 r. Jednym z warunków jej realizacji było zapewnienie przez *Wspólników* wkładu własnego w kwocie nie mniejszej niż [...] zł (przy czym udział własny każdego z *Udziałowców* SPV miał być nie niższy niż [...] zł) przy łącznym koszcie *Projektu* oszacowanym na kwotę 6 800,0 mln zł. *Banki* wymagały także [...].

We wrześniu 2018 r. doradca finansowy<sup>25</sup> sporządził analizę możliwości finansowania *Projektu* przez Spółkę. Poziom zaangażowania Energa SA w *Projekt* określono na [...] zł, bez wskazania możliwości zwiększenia poziomu zadłużenia bez podjęcia dodatkowych działań. Doradca potwierdził, że poziom zaangażowania Energa SA mógłby wzrosnąć do kwoty: [...].

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

Zaangażowanie Energa SA i Enea SA określono na kwotę [...] zł, a FIZAN Energia na kwotę [...] zł. W dniu 21 grudnia 2018 r. *Banki* przedstawiły SPV ofertę *Współfinansowania Projektu* na warunkach określonych w *Warunkach Finansowania*.

Zarząd [...] wyjaśnił<sup>26</sup>, że [...]. Spółka i Enea SA zaproponowały więc [...].

W dniu 3 grudnia 2018 r. odbyło się spotkanie pomiędzy *Bankami* a *Udziałowcami*, na którym poinformowano *Banki*, że w najbliższych dniach zostanie przekazana finalna struktura finansowania *Projektu* uzgodniona pomiędzy SPV, jej *Wspólnikami* i TFI Energia SA. W szczególności *Banki* miały otrzymać [...] <sup>27</sup>, [...]. Przedłożenie ww. dokumentów *Bankom* wymagało zaangażowania Spółki i Enea SA. Zgodnie z informacją<sup>28</sup> pozyskaną z *Banków* [...].

W dniu 6 grudnia 2018 r. Energa SA otrzymała *Memorandum dotyczące ryzyk z obszaru pomocy publicznej w projekcie Ostrołęka C* w związku z ewentualnym zawarciem długoterminowej umowy sprzedaży energii elektrycznej, sporządzoną przez [...]. W dokumencie stwierdzono, że jeżeli [...].

W dniu 7 grudnia 2018 r. Energa SA otrzymała od SPV prośbę o wypełnienie warunków finansowania dłużnego, poprzez przedstawienie następujących dokumentów: [...] <sup>29</sup>, [...]. Ponadto w dniu 21 grudnia 2018 r. SPV poinformowała swoich właścicieli o wpłynięciu od [...] warunkowej oferty współfinansowania inwestycji. Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>30</sup>, że *Udziałowcy* nie mogli spełnić warunków stawianych przez *Banki* z uwagi na konieczność zachowania bezpieczeństwa finansowego, oraz konieczność zachowania współkontroli nad SPV. Z punktu

<sup>24</sup> Uchwalony w dniu 15 grudnia 2016 r. przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Energa SA. Zarejestrowany w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 31 stycznia 2017 r.

<sup>25</sup> [...]

<sup>26</sup> [...]

<sup>27</sup> [...]

<sup>28</sup> [...]

<sup>29</sup> [...]

<sup>30</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006.2021.

widzenia Energa SA akceptowalnym zabezpieczeniem finansowania dla *Banków* powinny być jedynie przychody z aukcji mocy.

W międzyczasie w dniu 30 listopada 2018 r. wygasło porozumienie zawarte z FIZAN Energia, zaś w dniu 28 grudnia 2018 r. wygasła promesa bankowa.

Z informacji pozyskanych przez NIK z *Banków*<sup>31</sup> wynika, że przyczyną wygaśnięcia promesy bankowej było [...]. [...] Spełnienie ww. wymagań zależało od zaangażowania Spółki i Enea SA.

Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>32</sup>, że dokumenty otrzymane od *Banków* miały charakter warunkowy i stanowiły jedynie wyraz zainteresowania finansowaniem *Projektu* przy założeniu spełnienia licznych dodatkowych postulatów. Zaprezentowane przez *Banki* oczekiwania i warunki zmierzały do jak najpełniejszego pokrycia ryzyk związanych z ich zaangażowaniem w finansowanie *Projektu*, co z perspektywy zdolności finansowej bilansu Energa SA jako *Udziałowca* SPV nie było możliwe do spełnienia, a tym samym nie było akceptowane, m.in. ze względu na [...].

W grudniu 2018 r. Zarząd Energa SA podpisał porozumienie z FIZAN Energia, w którym uznano, że postanowienia porozumienia z dnia 4 września 2018 r. pozostają wiążące do dnia 15 lutego 2019 r. Jak wyjaśnił Zarząd Spółki<sup>33</sup> z uwagi na brak akceptacji ze strony Enea SA na podpisanie nowego porozumienia nie weszło ono w życie. W dniu 28 grudnia 2018 r. TFI Energia wystosowało do Energa SA (i Enea SA) pismo w którym powiadomiło, że wejście w życie w dniu 1 stycznia 2019 r. ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw<sup>34</sup> może mieć istotny wpływ na dostępność środków finansowych w ramach FIZAN Energia, a w konsekwencji na ograniczenie możliwości inwestycyjnych tego funduszu. Brak możliwości finansowania *Projektu* został potwierdzony podczas spotkania z Enea SA i Energa SA w dniu 14 stycznia 2021 r.

W dniu 21 grudnia 2018 r. Pełnomocnik Zarządu Enea SA wystąpił do Energa SA z propozycją rozwiązania *Umowy inwestycyjnej* w celu mitygacji ryzyk procesowych (wynikających z pozwów skierowanych wobec uchwał Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Enea SA) i przebiegu procesu inwestycyjnego. Następnie w dniu 28 grudnia 2018 r. Pełnomocnik Zarządu Enea SA uzależnił udzielenie zgody na wydanie NTP od rozwiązania *Umowy inwestycyjnej* i podpisania trójstronnego porozumienia.

W dniu 28 grudnia 2018 r. Zarząd Energa SA zawarł z Enea SA i SPV *Porozumienie Grudniowe*, które rozwiązywało *Umowę Inwestycyjną* oraz określało poziom zaangażowania finansowego Spółki w kwocie co najmniej 1 mld zł, a Enea SA w kwocie 1 mld zł. Kwota zaangażowania Energa SA była uzależniona od finalnych środków na *Projekt*, jakie miały zostać pozyskane od banków oraz inwestorów finansowych. Zgodnie z *Porozumieniem Grudniowym* zadeklarowana kwota łącznie minimum 2,0 mld zł miała być przeznaczona na realizację *Inwestycji* od momentu wydania NTP. *Porozumienie* określało, że do dnia 28 stycznia 2019 r. uzgodnione zostaną zasady zaangażowania inwestora finansowego, zasady udzielenia SPV kredytów niezbędnych na dokończenie *Projektu* (bez naruszania zobowiązań przyjętych przez Spółkę i Enea SA) oraz że zostanie podpisana nowa *Umowa Inwestycyjna* z udziałem inwestorów oraz w miarę możliwości inwestora finansowego. Żadne z wymienionych zdarzeń nie nastąpiło.

<sup>31</sup> [...].

<sup>32</sup> Pismo z dnia 26 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000008/2021.

<sup>33</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>34</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 2538.

Zgodnie ze złożonymi NIK zeznaniami ówczesnego wiceprezesa Zarządu ds. finansowych<sup>35</sup>, kwotę zaangażowania Energa SA na podstawie *Porozumienia Grudniowego* należy rozumieć jako co najmniej 1 mld zł, ale z limitem ograniczonym kowenantami finansowymi i bezpieczeństwem finansowym Spółki. Kwota ta na dzień podpisania *Porozumienia* wynosiła ok. [...] zł<sup>36</sup>.

W dniu 3 stycznia 2019 r. Rada Nadzorcza Spółki uchwałą nr 1/V/2019 wydała następczą zgodę na zawarcie *Porozumienia Grudniowego* i udzieliła Zarządowi Spółki następczej zgody na zaciągnięcie zobowiązania warunkowego o wartości przekraczającej 10 mln zł. Rada Nadzorcza Spółki działała na podstawie wniosku Zarządu Spółki z dnia 3 stycznia 2019 r., w którym jako jeden z powodów podano stanowisko Enea SA warunkujące wydanie NTP od zawarcia *Porozumienia*. Udzielenie następczej zgody było zgodne z art. 17 § 2 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – *Kodeks spółek handlowych*<sup>37</sup>.

W dniu 4 stycznia 2019 r. Spółka (i Enea SA) wystąpiły do PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA z zaproszeniem do zaangażowania w finansowanie *Projektu*. Zgodnie z ustaleniami ze spotkania roboczego w dniu 15 stycznia 2019 r. PGE przedstawiło propozycję [...]. Prowadzone rozmowy nie przyniosły rezultatu i w dniu 19 listopada 2019 r. raportem bieżącym nr 31/2019 Zarząd PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA poinformował o odstąpieniu od rozmów mogących skutkować zaangażowaniem PGE w *Projekt*.

W dniu 21 stycznia 2019 r. Spółka zainicjowała negocjacje mające na celu zawarcie nowej *Umowy Inwestycyjnej* i skierowała do Enea SA przygotowany projekt. Dodatkowo przedłożyła propozycję aneksu do *Porozumienia Grudniowego*, w którym m.in. przedłużono termin końcowy na zawarcie nowej *Umowy Inwestycyjnej*<sup>38</sup>. Projekt nowej *Umowy Inwestycyjnej* przewidywał zaangażowanie finansowe Energa SA i Enea SA do kwoty 1 000,0 mln zł, które w ramach uzasadnionego *Ryzyka Budowy* mogło wzrosnąć do kwoty 1 600,0 mln zł.

W dniu 21 marca 2019 r. wygasła oferta *Współfinansowania Projektu* z [...].

W okresie od 1 marca 2019 r. do 12 kwietnia 2019 r. Spółka przedstawiła Enea SA łącznie pięć projektów dokumentów, w których zaproponowała ramowe warunki finansowania inwestycji, zgodnie z którymi zaangażowanie każdego z *Udziałowców* w latach 2019-2023 miało wynieść po 819,0 mln zł. Projekty przewidywały również obowiązek podjęcia starań o zapewnienie środków, jeżeli określony limit nie byłby wystarczający do pełnego pokrycia zapotrzebowania finansowego SPV. W dniu 12 kwietnia 2019 r. Energa SA zaproponowała, aby zaangażowanie finansowe Enea SA wynosiło 819 mln zł, natomiast zaangażowanie finansowe Energa SA wyniosło nie mniej niż 819 mln zł. Propozycja była odpowiedzią na stanowisko Enea SA w którym zasygnalizowała konieczność odłożenia obowiązku finansowania SPV i *Projektu* do 2021 r.

W dniu 30 kwietnia 2019 r. Enea SA oraz Spółka zawarły *porozumienie w sprawie finansowania budowy Elektrowni Ostrołęka C*<sup>39</sup>. Zgodnie z tym *Porozumieniem* Energa SA zobowiązała się zapewnić SPV nakłady finansowe na realizację inwestycji w kwocie nie mniej niż 819,0 mln złotych, natomiast Enea SA zobowiązała

<sup>35</sup> Protokół przesłuchania świadka z dnia 2 czerwca 2021 r.

<sup>36</sup> Kwota maksymalnego zaangażowania Energa SA została potwierdzona analizą [...] przeprowadzoną przez [...] z dnia 30 maja 2019 r.

<sup>37</sup> Dz. U. z 2020 r. 1526 ze zm.

<sup>38</sup> Nowy termin miał być przedmiotem ustaleń pomiędzy *Sponsorami*.

<sup>39</sup> Dalej: *Porozumienie Kwietniowe*.



się zapewnić nakłady finansowe w kwocie 819 mln złotych<sup>40</sup>. W pkt E Preambuły do *Porozumienia* wskazano, że: [...] <sup>41</sup> [...] [...] W pkt 1.5 *Porozumienia Kwietniowego* zawarto zapis, z którego wynika, że w przypadku [...] [...].

Jak wynika z zeznań wiceprezesa Zarządu ds. finansowych<sup>42</sup>, zaangażowanie Energa SA wynikające z *Porozumienia Kwietniowego* było ograniczone do kwoty kowenantów, czyli do ok. [...] zł<sup>43</sup>.

W dniu 30 kwietnia 2019 r. Rada Nadzorcza Spółki, działając na podstawie wniosku Zarządu Spółki z tego samego dnia, wydała uchwałę nr 45/V/2019, w której udzieliła zgody na zawarcie porozumienia w sprawie finansowania budowy Elektrowni Ostrołęka C, a tym samym zapewnienie finansowania *Projektu* przez Energa SA w kwocie nie mniejszej niż 819 mln zł, w szczególności w drodze udzielenia pożyczki.

W dniu 30 maja 2019 r. Spółka uzyskała raport [...], w którym jako warunek utrzymania ratingu Spółki było [...] <sup>44</sup> [...] [...] <sup>45</sup>, [...].

Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>46</sup>, że odpowiedzialność Energa SA za zapewnienie SPV nakładów finansowych na realizację *Projektu* w świetle obu porozumień obejmowała kwotę 1 mld zł (819,0 mln zł na podstawie *Porozumienia Kwietniowego* uwzględniającego poniesione nakłady w kwocie 181,0 mln zł po zawarciu *Porozumienia Grudniowego*). W lipcu 2019 r. Spółka powiadomiła Enea SA, a w sierpniu 2019 r. SPV<sup>47</sup> o poziomie swego możliwego zaangażowania finansowego w *Projekt*, mając na względzie [...] przeprowadzony w maju 2019 r. przez [...].

W dniu 24 czerwca 2019 r. na mocy uchwały Zarządu Energa SA nr 40/W2019 został powołany w Spółce Zespół ds. koordynacji i nadzoru *Projektu* pn. Ostrołęka C<sup>48</sup>. Jednym z zadań ww. zespołu miało być wynegocjowanie projektu nowej *Umowy Inwestycyjnej* ze spółką Enea SA i doprowadzenie do jej zawarcia.

Negocjacje z Enea SA rozpoczęły się w dniu 3 lipca 2019 r. od zaproponowania przez Zespół ds. koordynacji tzw. [...], które miały zawierać założenia niezbędne do dalszego wspólnego z Enea SA prowadzenia *Projektu* i stanowić ramy dla nowej *Umowy Inwestycyjnej*. Równolegle prowadzono rozmowy o zawarciu trójstronnej umowy dotyczącej pozyskania finansowania. Prace nad uzgodnieniem tych dokumentów trwały do dnia 15 października 2019 r., lecz mimo licznych spotkań i wymiany korespondencji Spółka i Enea SA nie ustaliły wspólnych ram prowadzenia *Projektu*. Różnice dotyczyły uwzględnienia ograniczeń finansowych po stronie Spółki<sup>49</sup>, ograniczenia roli Enea SA do roli inwestora finansowego zapewniającego *know how* oraz braku możliwości prowadzenia w dobrej wierze negocjacji dotyczących pokrycia luki finansowej, która miała wystąpić w 2020 r.<sup>50</sup>

W dniu 7 sierpnia 2019 r. Spółka i Enea SA wystosowały do [...] SA i [...] SA pismo z zaproszeniem do podjęcia rozmów ukierunkowanych na włączenie się do procesu

<sup>40</sup> 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.

<sup>41</sup> Energa SA i Enea SA.

<sup>42</sup> Protokół przesłuchania świadka z dnia 2 czerwca 2021 r.

<sup>43</sup> Wysokość zaangażowania Energa SA zostało potwierdzone analizą [...].

<sup>44</sup> [...].

<sup>45</sup> [...].

<sup>46</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>47</sup> Pismo z dnia 10 lipca 2019 r. znak: ENSA-BZ-000140/2019 i pismo z dnia 12 sierpnia 2019 r. znak: ENSA-BZ-000155/2019 skierowane do Enea SA, oraz pismo z dnia 20 sierpnia 2019 r. znak: ENSA/RR/000037/2019 skierowane do Enea SA i SPV.

<sup>48</sup> Dalej: Zespół ds. koordynacji.

<sup>49</sup> Zaangażowanie finansowe ograniczone do kwoty kowenantów tj. [...].

<sup>50</sup> W Szczegółowym Harmonogramie Realizacji Inwestycji zatwierdzonym w dniu 8 lipca 2019 r. założono, że [...] [...].

aranżacji finansowania. W odpowiedzi w dniu 22 sierpnia 2019 r. [...] SA poinformowało o braku możliwości wznowienia rozmów dotyczących współfinansowania *Projektu*, natomiast od [...] SA nie otrzymano odpowiedzi.

Na spotkaniu w dniu 26 listopada 2019 r. Zarządy *Sponsorów* określiły kluczowe wytyczne do dalszych prac nad nową *Umową Inwestycyjną*, w tym m.in.: symetryczny poziom finansowania *Projektu* przez Spółkę i Enea SA po ok. [...] zł oraz brak zapisów nakładających na Spółkę obowiązek finansowania *Projektu* w przypadku braku pozyskania inwestora zewnętrznego. Spółka i Enea SA zgodnie kwalifikowały *Projekt* jako wspólne przedsięwzięcie. Tego samego dnia projekt nowej *Umowy Inwestycyjnej*, zgodny z poczynionymi ustaleniami, został przekazany przez Spółkę do Enea SA. Mimo wezwań<sup>51</sup> ze strony Spółki, Enea SA nie zajęła ostatecznego stanowiska wobec przedłożonego projektu.

Ostatecznie nie doprowadzono do wynegocjowania nowej *Umowy Inwestycyjnej/Umowy Wspólników* z Enea SA.

W dniu 20 listopada 2019 r. Spółka zawarła z [...] <sup>52</sup> umowę, o świadczenie usług doradztwa transakcyjnego w zakresie pozyskania finansowania zewnętrznego dla *Projektu*. W lutym 2020 r. zakres świadczonych usług został rozszerzony o poszukiwanie finansowania dla *Projektu* w technologii gazowej<sup>53</sup>. W ramach działań [...] i Spółka kontaktowały się z potencjalnymi inwestorami nie tylko w Polsce, ale również na całym świecie, którzy w większości nie wykazywali zainteresowania inwestycyjnego w nowopowstające projekty węglowe. [...] skontaktował się z 67 potencjalnymi inwestorami, z czego dwa banki: [...] wyraziły kierunkowe wstępne zainteresowanie finansowaniem *Projektu*, jednakże nie złożyły ofert. W dniu 20 grudnia 2019 r. otrzymano jedną ofertę, od [...] <sup>54</sup>, z propozycją wstępnych warunków finansowania w kwocie [...]. Oferta ta w ocenie [...] nie odpowiadała wymaganiom typowym dla finansowania projektów infrastrukturalnych<sup>55</sup>. Mimo odbycia dodatkowych rozmów, potencjalny inwestor nie skorygował wstępnych warunków finansowania, w związku z czym nie prowadzono z nim dalszych rozmów. W *Dużym raporcie* z maja 2020 r. podsumowującym poszukiwanie finansowania [...] stwierdził, że nie zidentyfikował możliwości pozyskania długoterminowego finansowania na potrzeby budowy *Projektu*, które odpowiada ekonomicznej charakterystyce projektu infrastrukturalnego. Ponadto [...] oświadczył, że począwszy od 2013 r. można było zauważyć tendencję związaną z odchodzeniem instytucji od wspierania przedsięwzięć związanych z paliwami kopalnymi, w tym w szczególności węglem kamiennym. Wskazano, że w 2013 r. Bank Światowy, jako pierwsza duża instytucja finansowa<sup>56</sup>, podjął decyzję o zakończeniu udzielania kredytów dla większości projektów węglowych, a według stanu na luty 2019 r. takich instytucji było już 105. [...] jednocześnie wskazał na duże zainteresowanie udziałem w projekcie w technologii gazowej zarówno inwestorów finansowych typu *equity*<sup>57</sup>, jak i globalnych instytucji finansowych zapewniających finansowanie dłużne.

(akta kontroli str.24-36, 144-248, 257-1196, 1210-1213, 1221-1350, 1911-1915, 2057-2116, 2117-2266, 2269-2395, 3151-3251, 3537-3542, 3560-3644, 3662-3685, 3702-3743, 3812-3836, 3875-3880, 3886-4274, 4285-4292, 4298, 4300-4308, 4312-4313, 4650-4687, 4689-4969, 4993-4994, 4998-5020, 5024-5244, 5258-5345. 5351-

<sup>51</sup> M.in. w dniu 27 listopada 2019 r. i w dniu 5 grudnia 2021 r.

<sup>52</sup> [...].

<sup>53</sup> Rozszerzenie zakresu świadczonych zostało potwierdzone Porozumieniem z dnia 23 września 2020 r.

<sup>54</sup> Spółka z siedzibą w [...].

<sup>55</sup> M.in. z powodu oczekiwania [...].

<sup>56</sup> Zarządzająca aktywami wynoszącymi ponad 10 mld USD.

<sup>57</sup> Finansowanie dokapitalizujące.

5356, 5359-5360, 5368-5476, 5506-5514, 5516-5522, 5526-5527, 5528-5530, 5534-5699, 6356-6384, 6394-6395, 6408-6437, 6449)

Przed wydaniem NTP Energa SA dokapitalizowała<sup>58</sup> SPV łączną kwotą 569,4 mln zł (kwota ta uległa pomniejszeniu o 100,9 mln zł w związku z kupnem akcji i udziałów SPV przez Enea SA), oraz udzieliła krótkoterminowej pożyczki w kwocie 10,0 mln zł (na podstawie umowy pożyczki z dnia 23 listopada 2017 r., zmienionej aneksem nr 1)<sup>59</sup>. Po wydaniu NTP Spółka podwyższyła kapitał zakładowy SPV o kolejne 180,7 mln zł. Ponadto w 2019 r. udzieliła dwóch pożyczek, z tytułu których wypłacono środki w wysokości 58,0 mln zł (na podstawie umowy pożyczki z dnia 17 lipca 2019 r., zmienionej aneksami od nr 1 do 6) oraz 340,0 mln zł (na podstawie umowy pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. zmienionej aneksem nr 1).

Na mocy uzgodnień z Enea SA w dniu 22 grudnia 2020 r. nastąpiła cesja połowy wierzytelności z tytułu ww. pożyczek ze Spółki na Enea SA. W wykonaniu tych postanowień Spółka otrzymała zapłatę ceny zbywanej wierzytelności stanowiącej równowartość części kapitałowej wraz z naliczonymi do momentu płatności odsetkami należnymi od pożyczkobiorcy. Termin spłaty pożyczek został ustalony na dzień 30 czerwca 2021 r.

Spłata udzielonych SPV pożyczek obarczona była ryzykiem ze względu na sytuację finansową SPV i dotychczasowe odraczanie terminów spłaty kolejnymi zawieranymi aneksami.

Zgodnie z jednostkowym sprawozdaniem finansowym Energa SA za 2020 r.<sup>60</sup> dokonano odpisu wartości ww. pożyczek udzielonych SPV w wysokości 188 mln zł oraz utworzono rezerwę na zobowiązania inwestycyjne wobec SPV w wysokości 218 mln zł.

Łączna wartość środków przekazanych SPV przez Spółkę, po uwzględnieniu nabycia akcji i udziałów przez Enea SA oraz cesji części wierzytelności z tytułu pożyczek, wyniosła 659,4 mln zł, w tym od momentu wydania NTP wyniosła ona 379,7 mln zł.

Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>61</sup>, że kwota ta jest niższa niż wartość wynikająca z *Porozumienia Grudniowego* i *Porozumienia Kwietniowego*, ponieważ wysokość przekazywanych środków wynikała z *Harmonogramu Finansowania* i była każdorazowo skorelowana z potrzebami finansowymi SPV, jak również z powodu zawarcia w dniu 13 lutego 2020 r. porozumienia z Enea SA o zawieszeniu finansowania *Projektu*.

Pozostałe koszty Spółki związane z projektem zostały poniesione w szczególności na usługi prawne i doradcze i wyniosły w sumie 11 868 tys. zł, z czego kwota 318,8 tys. zł została refakturowana na inne podmioty: [...] <sup>62</sup>.

Zgodnie z Raportem bieżącym nr 42/2020 w dniu 19 maja 2020 r. Energa SA otrzymała od SPV kopię uchwały nr 39/2020 w sprawie utworzenia odpisów aktualizujących wartość księgową aktywów. Szacowany wpływ na skonsolidowany wynik netto Grupy Energa za 2019 rok wyniósł (-) 443 mln zł, a na jednostkowy wynik netto Energa SA za 2019 r. wyniósł (-) 453 mln zł. W zatwierdzonym sprawozdaniu finansowym Energa SA za 2019 r. wartość udziałów Energa SA w SPV została spisana z wartości 456 mln zł do 0 zł, w zatwierdzonym

<sup>58</sup> Kapitał założycielski i podwyższenie kapitału zakładowego.

<sup>59</sup> Pożyczka wraz z odsetkami (w wysokości [...]) została spłacona w dniu 30 marca 2018 r.

<sup>60</sup> Przyjęte uchwałą nr 998/VI/2021 Zarządu Energa SA z dnia 13 kwietnia 2021 r. i zatwierdzone uchwałą nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Energa SA z dnia 14 czerwca 2021 r.

<sup>61</sup> Pismo z dnia 7 kwietnia 2021 r. znak: ENSA-BA-000001/2021.

<sup>62</sup> [...].

skonsolidowanym sprawozdaniu Grupy Energa za 2019 r. wartość inwestycji w SPV również została spisana z wartości 523 mln zł do 0 zł.

(akta kontroli str.21-23, 3658-3661, 3744-3768, 3837-3874, 5359, 5366, 5530, 6295, 6326-6355)

## **1.2 Wykonywanie zadań związanych z udzieleniem zgód korporacyjnych dotyczących wydania NTP dla Generalnego Wykonawcy Projektu, finansowaniem SPV oraz sprawowaniem nadzoru nad realizacją Inwestycji**

Wydanie Generalnemu Wykonawcy Kontraktu na Budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW<sup>63</sup> *Polecenia Rozpoczęcia Prac* uzależnione było m.in. od uzyskania uprzedniej zgody Walnego Zgromadzenia SPV (zgodnie z [...]) oraz od spełnienia SWRI, potwierdzonych uchwałami Rad Nadzorczych Energa SA i Enea SA (zgodnie z [...]).

W dniu 7 sierpnia 2018 r. Zarząd Energa SA wystąpił z wnioskiem do Walnego Zgromadzenia Spółki o udzielenie kierunkowej zgody na przystąpienie do *Etapu Budowy* w ramach Projektu. W uzasadnieniu do wniosku wskazano, że wydanie kierunkowej zgody jest jednym z warunków wydania NTP. W dniu 20 sierpnia 2018 r. Rada Nadzorcza Spółki uchwałą nr 83/V/2018 pozytywnie zaopiniowała ww. wniosek Zarządu Energa SA.

W dniu 3 września 2018 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Energa SA podjęło Uchwałę nr 4 w sprawie wyrażenia kierunkowej zgody na przystąpienie do *Etapu Budowy* w ramach Projektu Ostrołęka C, polegającego na przygotowaniu, budowie i eksploatacji bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne pary opalanego węglem kamiennym o mocy brutto ok. 1 000 MW.

W dniu 18 grudnia 2018 r. Zarząd Spółki podjął uchwałę nr 1379/V/2018 w sprawie wystąpienia do Rady Nadzorczej Spółki o wyrażenie zgody na wydanie przez SPV *Polecenia Rozpoczęcia Prac* dla Generalnego Wykonawcy, a także określenie sposobu wykonywania prawa głosu na NZW Spółki Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o. w ten sposób, że Spółka będzie głosowała za podjęciem uchwały w sprawie wyrażenia zgody na wydanie NTP. W uzasadnieniu do ww. wniosku napisano, że w dniu 17 grudnia 2018 r. odbyło się posiedzenie Zarządu SPV, na którym procedowano wniosek do Zgromadzenia Wspólników SPV o wyrażenie zgody na wydanie NTP, w oparciu o obowiązujący model finansowania i obowiązującą *Umowę Inwestycyjną*. Treść procedowanego wniosku SPV była zbieżna z treścią uzgodnioną z Energa SA (Enea SA nie zgłosiła uwag do treści wniosku) i zawierała dane z modelu finansowego, który posłużył do wydania zgody na podpisanie kontraktu w dniu 12 lipca 2018 r., oraz propozycję SWRI. Wniosek nie został jednak przegłosowany przez Zarząd SPV, ze względu na stanowisko członków zarządu powołanych przez Enea SA, którzy uznali wniosek za przedwczesny z powodu nieaktualności modelu finansowego oraz niezgodnienia przez Energa SA i Enea SA struktury finansowa Projektu.

Do wniosku Zarządu Energa SA o wyrażenie zgody na wydanie NTP załączono także projekt wniosku SPV o wyrażenie zgody na wydanie NTP, w którym zaproponowano SWRI i sześć warunków ich ziszczenia się, w tym warunek V dotyczący możliwość realizacji Projektu bez naruszenia zobowiązań finansowych w ramach zewnętrznego finansowania zaciągniętego w danym czasie przez odpowiednio Energa SA oraz Enea SA. Potwierdzeniem spełnienia tego warunku

---

<sup>63</sup> Dalej: *Kontrakt*.

miały być oświadczenia Zarządu Energa SA i Enea SA o możliwości realizacji *Projektu* bez naruszenia zobowiązań finansowych.

Załącznikami do ww. wniosku Zarządu Energa SA były również informacje i opinie departamentów merytorycznych Spółki<sup>64</sup>. W załączonych informacjach stwierdzono m.in., że:

- z punktu widzenia wydania NTP kluczowe znaczenie posiadało uprzednie potwierdzenie realizacji Szczegółowych Warunków Ramowych Inwestycji, ustalonych przez Radę Nadzorczą Energa SA, a ich realizacja potwierdzona miała być przez ten sam organ w drodze stosownej uchwały;
- ocena opłacalności *Projektu* została sporządzona w oparciu o: prognozy SPV<sup>65</sup>, [...] i utrzymanie aktualnych cen rynkowych w przyszłości w ujęciu realnym<sup>66</sup>. Dla wszystkich scenariuszy cenowych *Projekt* generował dodatni poziom NPV, a  $IRR > WACC$  (przyjęty na poziomie [...]);
- do analiz posłużono się zaimplementowaną w modelu finansowym<sup>67</sup> strukturą finansową *Projektu*, tj.: [...] zł stanowił kapitał właścicielski Spółki i Enea SA ([...]), [...] zł środki z [...], [...] zł [...], [...] zł [...], [...] zł [...]<sup>68</sup>;
- Korekta Długoterminowego Modelu Finansowego Grupy Energa, w zakresie *Projektu Ostrołęka C* zakładała zmianę poziomu zaangażowania w projekt z [...] zł do [...] zł, wynikającą ze struktury finansowania *Projektu*, przy zachowaniu współkontroli z Enea SA, pozyskanie dofinansowania od [...] w formie dokapitalizowania Spółki [...];
- dokonano analizy wariantu realizacji *Projektu* przy zaangażowaniu Grupy Energa w budowę Elektrowni Ostrołęka C na [...] zł. Departament Finansów wyraził opinię, iż [...];
- [...] dokonała w marcu 2018 r. analizy [...], wskazującej na potencjalny wpływ podejmowanych decyzji lub wariantów inwestycyjnych na poziom ratingu. [...]
- jakiegokolwiek zmiany ustaleń umownych pomiędzy *Sponsorami* i SPV (tj. zmiany zapisów obowiązującej *Umowy Inwestycyjnej* bądź zawarcie nowej), powodujące konieczność rozpoznania pełnej konsolidacji *Projektu* przez Energa SA lub przekroczenie wskaźników ratingowych, musiały być poprzedzone ponowną analizą i uzyskaniem od [...] opinii w tym zakresie.

W dniu 18 grudnia 2018 r. Zarząd Energa SA podjął uchwałę nr 1378A/2018 w sprawie wystąpienia do Rady Nadzorczej Energa SA w sprawie:

- a) określenia Szczegółowych Warunków Ramowych Inwestycji (SWRI),
- b) potwierdzenia spełnienia SWRI [...].

Propozycja SWRI została zaproponowana w oparciu o ww. projekt wniosku SPV o wyrażenie zgody na wydanie NTP.

Na potwierdzenie spełnienia [...] SWRI Zarząd Spółki w dniu 18 grudnia 2018 r. przedstawił Radzie Nadzorczej Spółki potwierdzenie możliwości realizacji *Projektu* bez naruszenia zobowiązań finansowych.

W dnia 19 grudnia 2018 r. Rada Nadzorcza Energa SA:

- w uchwale nr 124/W2018 określiła SWRI,
- w uchwale nr 126A/2018 potwierdziła spełnienie Szczegółowych Warunków Ramowych Inwestycji [...],

<sup>64</sup> Departament Finansów, Departament Strategiczny, Departament Strategii, Rozwoju i Innowacji.

<sup>65</sup> Prognozy cenowe z maja 2018 r., zaktualizowane w grudniu 2018 r.

<sup>66</sup> Prognozy cen dotyczą sytuacji na rynku energii, uprawnień do emisji i węgla z dostawą na [...] rok.

<sup>67</sup> Model finansowy *Projektu* został przesłany Spółce przez przedstawiciela SPV w dniu 18 grudnia 2018 r.

<sup>68</sup> [...].

- w uchwale nr 128/V/2018 określiła sposób wykonywania prawa głosu na NZW spółki SPV w ten sposób, że Energa SA będzie głosowała ZA wydaniem NTP, pod warunkiem, iż w aukcji mocy, z okresem dostaw rozpoczynającym się w 2023 r., *Projekt* uzyska dla mocy określonej w certyfikacie warunkowym, tj. [...] MW, cenę za okres 15 lat, na poziomie nie niższym nie określony w strategii aukcyjnej, tj. nie mniej niż [...] zł/kW/rok.

Osiągnięcie stawki 202,99 zł zł/kW/rok w ramach aukcji rynku mocy na okres dostaw od 2023 r., jaka miała miejsce w dniu 21 grudnia 2018 r. oznaczało, że spełniony został warunek zawarty w uchwałach Rady Nadzorczej Energa SA z dnia 19 grudnia 2018 r.

W dniu 28 grudnia 2018 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. podjęło uchwałę nr 1, w której wyrażono bezwarunkową zgodę na wydanie NTP.

(akta kontroli str.23-24, 40-139, 1200-1201, 1916-2056, 2903-3150, 3252-3511, 3557-3559, 4285-4292, 4296-4304, 4306-4307, 4320-4649, 5020, 5228-5245, 5258-5345, 5356-5359, 5481-5502, 5508-5510, 6385-6393)

Zarząd Spółki przedstawiał Radzie Nadzorczej Spółki cykliczne *Raporty Okresowe z realizacji projektu* (za okres 5 lipca 2018 r. – 5 marca 2019 r.) jako wykonanie uchwały Rady Nadzorczej Spółki nr 73/V/2018 z dnia 5 lipca 2018 r. oraz cykliczne raporty *Status realizacji Projektu Ostrołęka C* (za okres marzec 2019 r. – 4 maja 2021 r.).

W dokumentach Zarząd Spółki informował Radę Nadzorczą m.in. o kluczowych wydarzeniach w okresie objętym projektem i pracach związanych z pozyskaniem finansowania na potrzeby realizacji *Projektu*. Ponadto w okresie od lipca do grudnia 2018 r. informowano o postępach prac nad uzgodnieniem SWRI.

W Raportach okresowych, począwszy od sierpnia 2019 r., Zarząd Spółki informował Radę Nadzorczą Spółki, że realizację celu związanego z zamknięciem finansowania *Projektu* do dnia 31 grudnia 2019 r. ocenia jako zagrożoną w związku z [...]. [...].

(akta kontroli str.140-143, 144-248, 250-1196, 1197-1200, 2117-2266, 2269-2898, 3560-3569, 4285-4292, 5360-5362, 6396-6407)

Stwierdzone  
nieprawidłowości

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

1. Zgoda na wydanie NTP wyrażona przez pełnomocnika Zarządu Energa SA na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu Wspólników SPV w dniu 28 grudnia 2018 r. została udzielona w sytuacji niezapewnienia pełnego finansowania *Projektu*, a Zarząd Energa SA miał świadomość istniejącej luki finansowej w *Projekcie* wynikającej z ograniczenia zaangażowania finansowego *Sponsorów* i trudności w pozyskaniu inwestora zewnętrznego. Skutkiem powyższego działania było dalsze angażowanie się Energa SA w *Projekt* bez uzgodnionej struktury finansowania i obarczony istotnymi ryzykami realizacji, i wydatkowanie w 2019 r. przez Energa SA na *Projekt* kwoty 180,7 mln zł poprzez podwyższenie kapitału zakładowego SPV, co w powyższej sytuacji stanowiło działanie niegospodarne, oraz udzielenie jej dwóch pożyczek w kwocie 199 mln zł<sup>69</sup>.

W momencie udzielania zgody na wydanie NTP nie był uzgodniony pomiędzy *Sponsorami* model finansowy, w oparciu o który zapewniono by całościowe finansowanie *Projektu*. Dodatkowo struktura finansowa, którą dysponowała Energa SA była nieaktualna i zakładała niemożliwe do uzyskania finansowanie

<sup>69</sup> Po uwzględnieniu cesji połowy wierzytelności z tytułu pożyczek, które wynosiły łącznie 398 mln zł.

zewnętrzne od FIZAN Energia w kwocie 1 mld zł (porozumienie z tym podmiotem wygasło w dniu 30 listopada 2018 r., a TFI Energia, reprezentujące FIZAN Energia powiadomiło Energa SA i Enea SA w dniu 28 grudnia 2018 r. o ograniczonych możliwościach inwestycyjnych tego funduszu) oraz od *Banków* w kwocie [...] zł (Enea SA i Energa SA nie mogły zabezpieczyć finansowania dłużnego w sposób oczekiwany przez *Banki*<sup>70</sup>). Ponadto w zawartym w dniu 28 grudnia 2018 r. (tj. w dniu wydania NTP) *Porozumieniu Grudniowym* zaangażowanie finansowe w *Projekt* ze strony Enea SA zostało ograniczone do 1 mld zł, a zaangażowanie Energa SA, które miało wynosić nie mniej niż 1 mld zł, co nie mogło zostać spełnione w deklarowanej wysokości z powodu określenia przez [...] w marcu 2018 r. poziomu zaangażowania Energa SA w *Projekt* do kwoty [...] zł. Deklaratywna treść *Porozumienia Grudniowego* skutkowałą brakiem wyraźnego zobowiązania Energa SA co do zaangażowania w *Projekt* konkretnej kwoty. Gwarantując kwotę nie mniej niż 1,0 mld zł Spółka jednocześnie nie określiła maksymalnej kwoty swojego zaangażowania. *Porozumienie* nie zawierało również kwot zaangażowania inwestorów zewnętrznych i kredytodawców. Te kwestie miały być uwzględnione w ostatecznej wersji modelu finansowego *Projektu*. Zarząd Energa SA miał pełną świadomość istniejącej luki finansowej w *Projekcie*, która po uwzględnieniu deklarowanych kwot zaangażowania ze strony *Sponsorów* wynosiła ponad 4,7 mld zł. Zgodnie z rekomendacją Departamentu Finansów Spółki z dnia 18 grudnia 2018 r. (będącej załącznikiem do wniosku Zarządu Energa SA o zgodę na wydanie NTP) jakiegokolwiek zmiany ustaleń umownych pomiędzy Energa SA, Enea SA i SPV musiały być poprzedzone ponowną analizą i uzyskaniem opinii w tym zakresie od [...]. Pomimo, że rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i podpisanie *Porozumienia Grudniowego* mieściło się w zakresie ww. rekomendacji, to Energa SA nie zamówiła ponownej analizy ze strony [...], czego konsekwencją był brak pełnej wiedzy o możliwym do zaangażowania poziomie finansowania.

(akta kontroli str. 1916-1923, 1933-2056, 2119-2121, 2125-2129, 2143-2145, 2152-2153, 2158-2165, 2226-2228, 2230-2232, 2234, 2236-2238, 2240-2242, 2244-2246, 3812-3829, 3875-3880, 3886-4274, 4689-4735, 4753-4782, 4834-4912, 5020, 5030-5124, 5127-5133, 5258-5345, 5549-5602, 5608-5699, 6355-6383, 6408-6437, 6449)

Ówczesny wiceprezes Zarządu Energa SA ds. finansowych zeznał<sup>71</sup>, że powodem niezgodnienia jednego wspólnego modelu finansowego było przyjęcie różnych poziomów ścieżek cenowych<sup>72</sup> w ramach Enea SA i Energa SA, oraz postawa negocjacyjna Enea SA. Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>73</sup> ponadto, że *Porozumienie Grudniowe* nakładało na Spółkę obowiązek zapewnienia finansowania w zakresie 1 mld zł, zaś powyżej tej kwoty Spółka była jednostronnie uprawniona do dookreślenia poziomu swego zaangażowania. Zarząd Spółki wyjaśnił również<sup>74</sup>, że w II poł. 2018 r. trwały intensywne prace nad uzgodnieniem finalnej struktury finansowania *Projektu*. Jeden z jej elementów stanowił poziom zaangażowania *Sponsorów*, który był dyskutowany przy założeniu, iż nie będzie on naruszał spółkontroli *Udziałowców*. Poziom zaangażowania *Udziałowców* był również związany z poziomem zaangażowania pozostałych finansujących, w tym banków oraz dodatkowego finansującego, jakim miał być FIZAN Energia. Zarząd dodał<sup>75</sup>, że rola Energa SA w pozyskiwaniu finansowania zewnętrznego na realizację *Projektu* polegała m.in. na wspieraniu SPV w rozmowach z instytucjami finansowymi,

<sup>70</sup> [...].

<sup>71</sup> Protokół przesłuchania świadka z dnia 3 czerwca 2021 r.

<sup>72</sup> Długoterminowe prognozy cen: węgla, energii elektrycznej, praw do emisji CO<sub>2</sub>, marży. Energa SA i Enea SA zamawiały prognozy w różnych podmiotów.

<sup>73</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>74</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>75</sup> Pismo z dnia 7 kwietnia 2021 r. znak: ENSA-BA-000001/2021.

przygotowaniu materiałów informacyjnych na rzecz tych podmiotów i prowadzeniu rozmów z[...] oraz PGE Polską Grupą Energetyczną SA<sup>76</sup> w sprawie zaangażowania w *Projekt* na poziomie kapitałowym. Ponadto, jak wskazano, przedstawiciele Energa SA uczestniczyli w pracach nad materiałami dla *Banków* w porozumieniu z SPV, Enea SA i FIZAN Energia.

(akta kontroli str. 37, 4299, 4308, 5510)

W ocenie NIK udzielenie zgody na wydanie NTP w sytuacji niezapewnienia pełnego finansowania *Projektu* oraz zawarcie *Porozumienia Grudniowego*, którego zapisy powodowały niepewność co do warunków finansowania inwestycji było działaniem nieprawidłowym, stwarzającym ryzyko nieuzyskania zakładanego zwrotu z zaangażowania Energa SA w tę inwestycję. NIK nie podziela w związku z tym zeznań ówczesnego wiceprezesa Zarządu Energa SA ds. finansowych i wyjaśnień Zarządu Spółki. W sytuacji dysponowania przez Zarząd Spółki wiedzą o istnieniu luki finansowej w *Projekcie* i ograniczeniu zaangażowania Enea SA w *Projekt* do kwoty 1,0 mld zł, trwające prace nad uzgodnieniem finalnej struktury finansowania *Projektu* i prowadzenie rozmów mających na celu pozyskanie finansowania zewnętrznego nie mogą zostać potraktowane jako okoliczności usprawiedliwiające nieprawidłowe działanie Zarządu Energa SA. Obowiązkiem Zarządu jako organu spółki jest dbanie o interes ekonomiczny Spółki i podejmowanie decyzji, które nie powodują ujemnych skutków finansowych dla zarządzanego podmiotu. Należy zauważyć, że rola Energa SA nie mogła sprowadzać się także jedynie do wspierania SPV i prowadzenia rozmów, ponieważ Spółka powinna była pozyskać finansowanie zewnętrzne we współpracy z Enea SA i SPV. Ponadto udzielenia zgody na wydanie NTP w sytuacji zawarcia *Porozumienia Grudniowego*, które zawierało deklaracyjny i nieprecyzyjny zapis dotyczący wysokości zaangażowania finansowego Energa SA, również nie można uznać za właściwe. Wyjaśnienia Zarządu Energa SA potwierdzają, że Spółka i Enea SA miały odmienne zdanie co do wysokości tego zaangażowania i Enea SA uważała, że Energa SA zobowiązała się, w sytuacji niezalezienia finansowania zewnętrznego, do sfinansowania we własnym zakresie reszty potrzebnej kwoty, czemu Spółka konsekwentnie zaprzeczała. Sama Spółka jednak godząc się na nieprecyzyjny zapis w *Porozumieniu Grudniowym*, że deklaruje zaangażowanie finansowe w *Projekt* w kwocie nie mniejszej niż 1 mld zł i nie podając górnego pułapu tego zaangażowania, faktycznie dała drugiemu *Udziałowcowi* możliwość interpretacji, że to ona pokryje powstałą w *Projekcie* lukę finansową w *Projekcie*. W konsekwencji spowodowało to sytuację, w której nie wiadomo było, kto zapewni brakującą kwotę ponad 4,7 mld zł, potrzebną do zapewnienia całościowego finansowania *Projektu*, pomimo której to sytuacji wydano zgodę na *Rozpoczęcie Prac*, generujące powstawanie kosztów w *Projekcie*. Ponadto zdaniem NIK rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i zastąpienie jej *Porozumieniem Grudniowym* niezawierającym konkretnych obowiązków *Sponsorów* obniżało wiarygodność obu spółek wobec instytucji finansowych jako gwarantów realizacji warunków udzielenia finansowania. Zdaniem Izby, mogło to być jednym z czynników zakończonych niepowodzeniem działań związanych z uzyskaniem zewnętrznego finansowania *Projektu*.

2. Zarząd Energa SA, mając świadomość istnienia istotnych różnic pomiędzy *Sponsorami* co do wysokości zaangażowania w *Projekt* oraz trudności w uzyskaniu zewnętrznego finansowania nie podejmował koniecznych skutecznych działań zabezpieczających interes Spółki. Konsekwencją braku tych działań było utracenie całości zaangażowania finansowego Energa SA w SPV, czego przejawem było

---

<sup>76</sup> Dalej: PGE.



spisanie w sprawozdaniach finansowych Spółki i Grupy Kapitałowej Energa wartości udziałów w SPV i wartości inwestycji odpowiednio z kwot: 456 mln zł i 523 mln zł do 0 zł.

Zarząd Energa SA zgodził się na rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i podpisanie *Porozumienia Grudniowego*, które nie precyzowało zapisu dotyczącego zaangażowania finansowego Energa SA w *Projekt*, jak również nie określało, w jaki sposób zostanie zapewnione brakujące finansowanie inwestycji. Wprawdzie w *Porozumieniu Grudniowym* założono, że do dnia 28 stycznia 2019 r. zostaną uzgodnione: forma, harmonogram i warunki zaangażowania finansowego inwestora finansowego ([...]), zasady udzielenia SPV kredytów ([...]) oraz zostanie podpisana nowa umowa inwestycyjna ([...]), a w przypadku niespełnienia tych warunków w zadeklarowanej dacie miały zostać podjęte starania w celu dostosowania *Kontraktu* do aktualnego statusu *Projektu* ([...]), to do żadnego tych zdarzeń nigdy nie doszło. Niepodpisanie nowej *Umowy Inwestycyjnej* oraz ograniczenie zaangażowania finansowego *Sponsorów* czyniło niemożliwym pozyskanie dłużnego finansowania zewnętrznego, ponieważ oznaczało konieczność poręczania zobowiązań dłużnych SPV, na co nie było zgody Udziałowców.

(akta kontroli str. 24-36, 216-239, 251, 257-264, 372-374, 388-391, 418-419, 433, 438-439, 467-468, 475-479, 517-518, 522-523, 617-618, 666-667, 692-695, 710-711, 730-731, 754-756, 809-811, 819-820, 862-863, 867-868, 965, 976-979, 1029-1037, 2119-2121, 2125-2129, 2143-2145, 2152-2153, 2158-2165, 2226-2228, 2230-2232, 2234, 2236-2238, 2240-2242, 2244-2246, 2248, 2251-2252, 2254-2255, 2257-2266, 2270-2272, 2300-2301, 2320-2321, 2338-2339, 2397-2400, 3812-3829, 3886-4274, 4689-4735, 4753-4782, 4834-4912, 5020, 5030-5124, 5127-5133, 5258-5345, 5549-5602, 5608-5699, 6295, 6356-6383, 6408-6437, 6449)

Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>77</sup>, że *Umowa Inwestycyjna* została rozwiązana z inicjatywy Enea SA. Zgodnie ze stanowiskiem Enea SA zawarcie *Porozumienia Grudniowego* stanowiło warunek wydania przez Enea SA zgody na wydanie NTP. Ówczesny wiceprezes ds. finansowych Energa SA zeznał<sup>78</sup>, że zawarcie *Porozumienia* nie oznaczało odejścia od spółkontroli, ponieważ do momentu ewentualnego wyjścia Enea SA z *Projektu* ta spółkontrola była zachowana. *Porozumienie Grudniowe* było wstępem do zawarcia nowej *Umowy Inwestycyjnej*, która miała uwzględniać możliwości finansowe obu Spółek, do czego jednak nie doszło. Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>79</sup>, że Spółka podjęła w styczniu 2019 r. negocjacje dotyczące zawarcia nowej *Umowy Inwestycyjnej* w terminie wynikającym z *Porozumienia Grudniowego*, jednakże Enea SA nie podjęła prac zmierzających do wynegocjowania i przyjęcia nowej *Umowy Inwestycyjnej*.

(akta kontroli str. 25, 4298, 5511)

W ocenie NIK Zarząd Energa SA winien był zabezpieczyć interes Spółki i dążyć do określenia jednoznacznych zasad spółkontroli przez *Sponsorów*, co nie zostało zagwarantowane w *Porozumieniu Grudniowym*. Było o tyle istotne, że w przypadku zerwania ww. zasad Energa SA byłaby zobowiązana do ujawnienia całej wartości *Projektu* w bilansie Spółki, co z kolei miałoby wpływ na kowenanty finansowe i bezpieczeństwo finansowe Spółki. W związku z tym NIK nie podziela zeznań ówczesnego wiceprezesa Zarządu ds. finansowych i wyjaśnień Zarządu Spółki. Rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i podpisanie *Porozumienia Grudniowego*, w którym zawarto deklaratywną wysokość zaangażowania Enea SA i Energa SA,

<sup>77</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>78</sup> Protokół przesłuchania świadka z dnia 2 czerwca 2021 r.

<sup>79</sup> Pismo z dnia 7 kwietnia 2021 r. znak: ENSA-BA-000001/2021.

oraz niedoprowadzenie do zrealizowania pkt [...] *Porozumienia Grudniowego*, w ocenie NIK nie zabezpieczało interesu Energa SA. Zdaniem NIK Zarząd Energa SA, twierdząc, że zapisy *Porozumienia Grudniowego* należy rozumieć w taki sposób, że spółki zachowują współkontrolę, i w związku z tym równy udział finansowy w *Projekcie*, powinien zagwarantować, aby wynikało to wprost z postanowień tego *Porozumienia*, a nie jego późniejszej interpretacji, która w zależności od podmiotu mogła się różnić. Sposób ujęcia kwot zaangażowania Enea SA i Energa SA wskazywał, że zachowanie równego udziału w finansowaniu *Projektu* przestało obowiązywać. Co więcej, kwestia współkontroli powinna była wprost zostać zapisana w *Porozumieniu Grudniowym*, ponieważ w przypadku konieczności dokapitalizowania SPV przy uprzednim wykorzystaniu całej zadeklarowania przez Enea SA kwoty zaangażowania Energa SA stałaby się większościowym wspólnikiem SPV i przejęłaby nad nią kontrolę. Stan ten mogło zmienić podpisanie nowej *Umowy Inwestycyjnej*, do czego jednak nie doszło. NIK dostrzega działania podejmowane przez Zarząd Energa SA w 2019 r. w celu wypracowania nowej *Umowy Inwestycyjnej*, jednakże ocenia je jako niewystarczające. Należy zauważyć, że w *Porozumieniu Grudniowym* przewidziano plan działania na wypadek niepodpisania nowej *Umowy Inwestycyjnej* w postaci dostosowania *Kontraktu* do aktualnego statusu *Projektu*. Przyjmując nawet, że wymagało to zaangażowania SPV (stronami *Kontraktu* był GW i SPV), Energa SA nie podjęła jednak żadnych działań w celu wykonania tego zapisu – ani po 28 stycznia 2019 r., ani po uzyskaniu w maju 2019 r. analizy ratingowej [...], w której potwierdzono ograniczenie finansowe Energa SA do kwoty [...] zł.

3. Energa SA nie zapewniła przeprowadzenia ponownego procesu udzielenia zgód korporacyjnych w postaci uchwały Zarządu Energa SA i uchwały Rady Nadzorczej Energa SA dotyczących zgody na wydanie NTP, w sytuacji rozwiązania *Umowy Inwestycyjnej*.

Zgody korporacyjne udzielone w dniach 18-19 grudnia 2018 r. zostały wydane w innej sytuacji faktycznej i prawnej niż istniejącej w momencie udzielenia w dniu 28 grudnia 2018 r. zgody na wydanie NTP przez pełnomocnika Zarządu Energa SA na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu Wspólników SPV. *Umowa inwestycyjna* gwarantowała równy poziom zaangażowania finansowego w *Projekt* i współkontrolę nad SPV przez *Udziałowców*, co nie zostało z kolei zagwarantowane w zawartym w miejsce *Umowy Inwestycyjnej Porozumieniu Grudniowym*. Ponadto zostało w nim ograniczone zaangażowanie finansowe Enea SA i Energa SA, co miało negatywny wpływ na poszukiwanie dłużnego finansowania zewnętrznego, a w konsekwencji na zapewnienie pełnego finansowania *Projektu*. Rada Nadzorcza Spółki, nie mając pełnej wiedzy o ograniczeniu zaangażowania w budżet *Projektu Sponsorów*, została pozbawiona możliwości uwzględnia w tej kwestii i zajęcia wobec niej stanowiska. Co prawda Rada Nadzorcza Energa SA wydała w dniu 3 stycznia 2019 r. następczą zgodę na podpisanie *Porozumienia Grudniowego*, jednakże miało to miejsce już po podpisaniu tego *Porozumienia* i – co kluczowe – po udzieleniu zgody przez Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników SPV na wydanie NTP.

(akta kontroli str. 1933-2056, 3875-3880, 3893-4181, 4320-4345)

Zarząd Spółki wyjaśnił<sup>80</sup>, że Spółka nie prowadziła działań ukierunkowanych na uzyskanie nowych zgód korporacyjnych na wydanie NTP.

(akta kontroli str. 5356)

W ocenie NIK w sytuacji wystąpienia nowych okoliczności faktycznych i prawnych (jakimi było rozwiązanie *Umowy Inwestycyjnej* i zawarcie *Porozumienia*

<sup>80</sup> Pismo z dnia 26 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000008/2021.

Grudniowego) należało zainicjować proces uzyskania zgód korporacyjnych na wydanie NTP od nowa. Spowodowałoby to konieczność sporządzenia nowych opinii, w szczególności dotyczących możliwości finansowania *Projektu*, przez komórki merytoryczne Energa SA. Zgodnie z rekomendacją Departamentu Finansów Spółki z dnia 18 grudnia 2018 r. jakiegokolwiek zmiany ustaleń umownych pomiędzy Energa SA, Enea SA i SPV powinny być poprzedzone ponowną analizą i uzyskaniem opinii w tym zakresie od [...]. Działania powyższe nie zostały podjęte, co daje podstawy do przyjęcia, iż w spółce naruszone zostały zasady ładu korporacyjnego.

4. Zarząd Spółki występując w dniu 18 grudnia 2018 r., do Rady Nadzorczej Spółki o udzielenie zgody na wydanie NTP, określenie SWRI i potwierdzenie ich spełnienia przedłożył Radzie Nadzorczej Spółki, jako część wniosku, dokumenty zawierające nieaktualne informacje co struktury finansowania.

Przedstawiony model finansowania zakładał udział FIZAN Energia na poziomie 1 000 mln zł, udział Spółki i Enea SA w wysokości [...] zł każdy oraz udział Banków na poziomie [...] zł. W momencie podejmowania uchwał Rady Nadzorczej Energa SA: udzielającej zgody na wydanie NTP, określającej SWRI i potwierdzającej ich spełnienie, deklaracja FIZAN Energia co do zaangażowania w *Projekt* wygasła (stało się to w dniu 30 listopada 2018 r.), czego skutkiem był brak możliwości uzyskania od tego podmiotu kwoty [...] zł, z czego [...] zł był przeznaczony dla SPV, a po [...] zł na [...] <sup>81</sup> i [...]. Ponadto Zarząd Spółki miał pełną świadomość <sup>82</sup>, że nie może zaakceptować warunków finansowania określonych przez Banki, w konsekwencji czego nie było możliwości uzyskania kwoty [...] zł. Również poziom zaangażowania Spółki był niemożliwy do spełnienia, ponieważ zgodnie z analizą [...] w marcu 2018 r. poziom zaangażowania Spółki, który nie naruszałby kowenantów wynosił [...] zł, nie zaś zaprezentowana Radzie Nadzorczej Spółki kwota w wysokości [...] zł (albowiem nieaktualne było założenie uzyskania dofinansowania z FIZAN Energia).

Przewodnicząca Rady Nadzorczej Energa SA wyjaśniła <sup>83</sup>, że Rada Nadzorcza podejmując uchwałę opierała się na dokumentach przedłożonych przez Zarząd Spółki.

Zarząd Energa SA miał świadomość, że przedłożona Radzie Nadzorczej struktura finansowania jest nieaktualna, ponieważ na fakt ten zwracał uwagę Zarząd SPV <sup>84</sup>.

Skutkiem ww. działania Zarządu Spółki było podjęcie w dniu 19 grudnia 2018 r. przez Radę Nadzorczą Spółki: uchwały nr 128/V/2018 w sprawie określenia sposobu wykonywania prawa głosu na NZW Spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. dotyczącego wyrażenia zgody na wydanie NTP, uchwały nr 124/W/2018 określającej SWRI oraz uchwały nr 126A//2018 potwierdzającej spełnienie SWRI. Uchwały te były z kolei podstawą wydania przez Zgromadzenie Wspólników SPV zgody na wydanie NTP i w konsekwencji rozpoczęcie realizacji głównej części *Projektu* tj. budowy bloku energetycznego.

(akta kontroli str. 1916-1923, 1933-2056, 3812-3829, 4320-4345, 4627-4649, 4704-4735, 4753-4766, 4834-4912, 5258-5345, 5481-5502)

Zarząd Spółki wyjaśnił <sup>85</sup>, że w grudniu 2018 roku rozmowy na temat kompleksowej struktury finansowania były prowadzone przy udziale [...] będącym doradcą finansowym [...]. Opracowała ona projekty [...] dla poszczególnych grup

<sup>81</sup> [...].

<sup>82</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

<sup>83</sup> Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 1 czerwca 2021 r.

<sup>84</sup> Protokół z posiedzenia Zarządu SPV z dnia 17 grudnia 2018 r.

<sup>85</sup> Pismo z dnia 7 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000006/2021.

*finansujących, które zakładały dyskutowaną strukturę finansowania. W strukturze finansowania przedstawionej w dokumentacji wniosku o wydanie NTP z 18 grudnia 2018 roku zakładano zaangażowanie Energi SA i Enea SA po [...] zł. Poziom zaangażowania wynikał z postanowień Umowy Inwestycyjnej, która zakładała równe pokrycie przez Sponsorów zapotrzebowania na kapitał własny, po uwzględnieniu finansowania zakładanego do uzyskania od instytucji finansujących i dodatkowych inwestorów.*

(akta kontroli str. 4299-4300)

NIK nie podziela wyjaśnień Zarządu Spółki odnośnie kształtu struktury finansowania i podmiotów w niej przewidzianych, która została opisana w dokumentach będących załącznikami do wniosków do Rady Nadzorczej Spółki. Jak wskazano powyżej, Zarząd Spółki miał pełną świadomość, że struktura ta jest nieaktualna i niemożliwa do zrealizowania, a mimo to przedstawiał ją Radzie Nadzorczej jako obowiązującą. NIK zauważa fakt prowadzonych rozmów z FIZAN Energia, które trwały mimo wygaśnięcia w dniu 30 listopada 2018 r. porozumienia z tym podmiotem, jednakże w ocenie NIK sam fakt prowadzenia rozmów jest niewystarczający do założenia uzyskania finansowania z tego podmiotu. W ocenie NIK Zarząd Energa SA w sytuacji posiadania nieaktualnej struktury finansowania *Projektu* w ogóle nie powinien występować do Rady Nadzorczej Spółki o zgodę na wydanie NTP, ponieważ istniało ryzyko (które się później zmaterializowało), że nie uda się pozyskać finansowania zewnętrznego.

#### OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia negatywnie realizację zadań związanych z inwestycją w blok energetyczny Ostrołęka C przez Spółkę. Zgoda na wydanie NTP została udzielona w sytuacji niezapewnienia pełnego finansowania *Projektu*, czego Zarząd Energa SA miał świadomość. Zarząd Spółki nie podejmował także koniecznych działań zabezpieczających interes Energa SA, w tym w szczególności co do zawarcia odpowiednich zapisów w *Porozumieniu Grudniowym*. Zarząd Energa SA nie zainicjował procesu uzyskania nowych zgód korporacyjnych w Spółce dotyczących zgody na wydanie NTP pomimo rozwiązania *Umowy Inwestycyjnej* i zmiany wobec tego sytuacji faktycznej i prawnej, w której zostały wydane uprzednie zgody korporacyjne. Zarząd Energa SA, mając świadomość nieaktualności struktury finansowania *Projektu*, wniósł do Rady Nadzorczej Spółki o udzielenie zgody na wydanie NTP oraz ustalenie i zatwierdzenie SWRI. W efekcie rozpoczęto etap budowy *Projektu*, którego realizacja doprowadziła do wydatkowania przez Energa SA kwoty 180,7 mln zł i udzielenia SPV dwóch pożyczek na kwotę 199 mln zł.

#### OBSZAR

## 2. Zarządzanie ryzykiem inwestycji w procesie budowy bloku Ostrołęka C

Opis stanu faktycznego

W Spółce obowiązywała *Polityka Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa*<sup>86</sup>, [...]. [...]. [...] <sup>87</sup> [...].

Ryzyko związane z projektem budowy nowego bloku węglowego w Ostrołęce było identyfikowane od czerwca 2016 roku jako ryzyko *Budowy i eksploatacji bloku Ostrołęka C*. Została wtedy utworzona Karta Ryzyka, którą [...] aktualizowano. W okresie 2018-2020 (kwiecień) sporządzano [...] Kart Ryzyka, w tym [...] karty doraźne.

<sup>86</sup> [...].

<sup>87</sup> [...].

Właścicielami ryzyka byli: [...] w okresie od czerwca 2016 r. do listopada 2017 r., [...] w okresie od listopada 2017 r. do czerwca 2020 r. i [...] od czerwca 2020 r.

We wszystkich Kartach Ryzyka dokonano opisu zidentyfikowanego ryzyka. Zgodnie z opisem zakres ryzyka mieścił się w problemach związanych z [...]. Strategia zarządzania ryzykiem sprowadzała się w tym zakresie przede wszystkim do [...] (Karta Ryzyk z [...]), [...] (Karta ryzyk ze [...]). W kolejnych Kartach dokonywano korekt przyjętych terminów realizacji tych działań.

Realizacja przyjętego planu działania, zgodnie z opisem zamieszczonym w Kartach ryzyk, polegała głównie na [...] <sup>88</sup>, [...].

Jako mechanizmy kontrolne przyjęto przede wszystkim: [...]. W Kartach Ryzyka sporządzonych w latach 2018-2019 dokonywano oceny wprowadzonych mechanizmów kontrolnych, która we wszystkich Kartach Ryzyk była [...]. Oznacza to, że strategia zarządzania ryzykiem została [...]. Ponadto ocena [...] oznaczała, że [...]. Zgodnie z informacją zawartą w Kartach Ryzyk planowano w dalszej fazie wprowadzenie dodatkowych zabezpieczeń, czego jednak nie wykonano.

Najważniejszymi czynnikami materializacji ryzyka były: [...].

Przyjęty scenariusz pesymistyczny zakładał przede wszystkim [...]. Jako kryzysowy plan działania mający mitygować scenariusz pesymistyczny [...] przyjęto [...].

W Karcie Ryzyka z marca 2018 r. określono jeden miernik ilościowy [...] i jeden miernik jakościowy [...]. Nie wskazano aktualnego poziomu mierników i ich tolerancji.

Właściciel ryzyka sporządzał dla Zarządu Energa SA raporty dotyczące realizacji planów działań wobec ryzyk Grupy Energa, które następnie były zatwierdzane przez Zarząd Spółki w uchwałach w sprawie przyjęcia wyników przeglądów ryzyk. W uchwałach tych akceptowano ponadto proponowaną przez właściciela ryzyk strategię zarządzania ryzykiem z jednoczesnym zobowiązaniem właściciela ryzyk do wdrożenia planów działania zaproponowanych w raportach. Plan działania określony w raportach był tożsamy z planem działania opisanym w Kartach Ryzyk.

Począwszy od czerwca 2020 r. ryzyko zostało zmienione na ryzyko [...] i opisane jako ryzyko [...].

Zarząd Spółki wyjaśnił <sup>89</sup>, że Karta Ryzyka jest aktualizowana podczas cyklicznych Przeglądów Ryzyka, a także doraźnie w przypadku zmian. Dla przedmiotowego ryzyka przyjęta została strategia zarządzania ryzykiem. Ryzyko od początku swego istnienia było ryzykiem nieakceptowanym, w związku z czym Właściciele Ryzyka wskazywali plany działań w kierunku ograniczania ryzyka.

Ponadto na podstawie [...] *Porozumienia kwietniowego* Energa SA i Enea SA zobowiązały się do [...]. W związku z niezawarciem *Umowy Inwestycyjnej* nigdy nie określono tych zasad.

(akta kontroli str. 4970-4989, 4995-4996, 5020, 5362-5364, 5476-5477, 5523-5524, 5700-6294, 6296-6325, 6449)

Stwierdzone  
nieprawidłowości

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

Energa SA niewłaściwie zarządzała ryzykiem *Budowy i eksploatacji bloku Ostrołęka C* poprzez: nieokreślenie w okresowej aktualizacji strategii ryzyka w 2019 r. kryzysowego planu działania, nieprzyjęcie mierników ryzyka począwszy od czerwca 2018 r. oraz niewprowadzanie nowych mechanizmów kontrolnych. Ponadto nie

<sup>88</sup> [...].

<sup>89</sup> Pismo z dnia 13 maja 2021 r. znak: ENSA-BA-000007/2021.

określono [...], do czego zobowiązywały Sponsorów zapisy *Porozumienia Kwietniowego*.

Energa SA, dokonując okresowej aktualizacji zarządzania ryzykiem w 2019 r., nie określiła kryzysowego planu działania na wypadek materializacji pesymistycznego scenariusza, tj. [...]. Materializacja tego scenariusza była wysoce prawdopodobna, szczególnie w sytuacji braku uzgodnionego modelu finansowego oraz ograniczeniu zaangażowania finansowego Energa SA i Enea SA w *Projekt*. W taki przypadku należało określić kryzysowy plan działania, który pomógłby zminimalizować negatywne skutki materializacji pesymistycznego scenariusza. Dodatkowo Spółka nie przyjęła również dla tego ryzyka mierników przez co jego monitorowanie i wprowadzenie ewentualnych kryzysowych planów działania było jeszcze bardziej utrudnione.

Spółka, mimo, że określiła skuteczność mechanizmów kontrolnych jako [...], nie wprowadziła nowych mechanizmów, które zwiększałyby tą skuteczność. Chociaż Energa SA sama identyfikowała taką potrzebę, czego wyrazem były odpowiednie wzmianki w Kartach Ryzyk, to jednak nie podjęła działań w celu zmiany tego stanu rzeczy.

(akta kontroli str. 1211, 3886-3892, 4970-4989, 5020, 5362-5364, 5523-5524, 5710, 5715, 5739-5741, 5748, 5779, 5799, 5821-5822, 5825-5826, 5832, 5843, 5880, 5885, 5900, 5939, 5963, 5965, 5967, 5969, 5972, 5983, 6245-6294, 6296-6326, 6449)

Zarząd Energa SA wyjaśnił<sup>90</sup>, że *System Zarządzania Ryzykiem* dostarcza skondensowanej wiedzy na temat szans i zagrożeń wynikających z poszczególnych obszarów działalności organizacji oraz jej otoczenia. Opis ryzyka ulegał zmianie na przestrzeni czasu, przez co Karta Ryzyka adresowała bieżące informacje o ryzyku. Funkcjonująca w Enerdze SA karta ryzyka „[...]”, konsoliduje w sobie kluczowe ryzyka projektowe na poziomie czynników ryzyka wskazanych przez Właściciela Ryzyka. Czynniki, tak samo jak inne elementy Karty Ryzyka, są monitorowane zgodnie z obowiązującymi zapisami *Polityki Zarządzania Ryzykiem* w Grupie Energa podczas cyklicznych przeglądów ryzyka i strategii zarządzania ryzykiem, a w przypadku potrzeby, także podczas doraźnej aktualizacji Karty. [...] był odnotowywany we wszystkich wersjach Karty Ryzyka. Ponadto również we wszystkich wersjach Karty Ryzyka określano plany działań związane z [...]. Zarząd Spółki dodał<sup>91</sup>, że w latach 2018-2019 Właściciel ryzyka wskazywał mierniki poprzez definiowanie scenariusza pesymistycznego, uzupełniał w Kartach Ryzyk typy zdarzeń oraz kryzysowy plan działania. Zarząd Energa SA wyjaśnił<sup>92</sup> ponadto, że nie zawarto nowej *Umowy Inwestycyjnej*, w związku z czym nie była możliwa realizacja punktu 1.7 *Porozumienia kwietniowego*.

(akta kontroli str. 1211, 3886-3892, 5362-5363, 5523-5524)

NIK nie podziela wyjaśnień Zarządu Energa SA dotyczących funkcjonującego w Spółce systemu zarządzania ryzykiem. Zdaniem NIK, Spółka mimo, że właściwie zidentyfikowała i opisała ryzyko, oraz prawidłowo określiła czynniki i skutki ryzyka, to niewłaściwie nim zarządzała. W ocenie NIK właściwy sposób zarządzania ryzykiem powinien uwzględniać wszystkie możliwe do wykonania działania, w tym dokonywanie doraźnej aktualizacji Karty Ryzyka, określenie kryzysowego planu działania, przyjęcie mierników ryzyka oraz wprowadzanie, w razie konieczności, nowych mechanizmów kontrolnych. Sama prawidłowa identyfikacja ryzyka nie jest

<sup>90</sup> Pismo z dnia 26 maja 2021 r. znak: ENSA/BA-000008/2021.

<sup>91</sup> Pismo z dnia 10 czerwca 2021 r. znak: ENSA-BA-000009/2021.

<sup>92</sup> Pismo z dnia 20 kwietnia 2021 r. znak: ENSA-BA-000002/2021.

działaniem wystarczającym. Ponadto nie można przyjąć, że definiowanie scenariusza pesymistycznego, określanie typów zdarzeń oraz kryzysowy plan działania są tożsame ze wskazaniem mierników ryzyka. [...]. [...], w żaden sposób nie wskazując, że można je rozumieć jako mierniki. Ponadto zdaniem NIK brak zawarcia nowej *Umowy Inwestycyjnej* nie stanowił wystarczającego usprawiedliwienia dla [...]. W ocenie NIK SPV nie mogła sama, bez wsparcia ze strony Sponsorów, w postaci zapewnienia odpowiedniego poziomu finansowania inwestycji, prowadzić działań, które pozwalałyby zminimalizować ryzyka, w tym ryzyko niezapewnienia finansowania, do akceptowalnego poziomu.

#### OCENA CZĄSTKOWA

Energa SA, pomimo, że prawidłowo opisała ryzyka i zidentyfikowała czynniki ich materializacji, to niewłaściwie zarządzała ryzykiem *Budowy i eksploatacji bloku Ostrołęka C*. Spółka w szczególności nie określiła kryzysowego planu działania, nie przyjęła mierników ryzyka oraz nie wprowadziła nowych mechanizmów kontrolnych, niezbędnych do realizacji postanowień *Polityki Zarządzania Ryzykiem w Grupie Energa*.

#### OBSZAR

### 3. Działania w zakresie zmiany kluczowych założeń inwestycji

#### Opis stanu faktycznego

W związku ze zmianą kluczowych założeń *Inwestycji* (z projektu węglowego na projekt gazowy) Energa SA analizowała uwarunkowania decyzji w tym zakresie.

W dniu 6 grudnia 2019 r. (na podstawie zlecenia z dnia 24 września 2019 r.) Spółka uzyskała opinię prawną sporządzoną przez kancelarię [...] <sup>93</sup> dotyczącą analizy porozumień w sprawie finansowania projektu Ostrołęka C. Stwierdzono w niej m.in., że [...]. Ponadto [...] <sup>94</sup> [...]. [...].

Zlecenie powyższej opinii związane było z trudnościami dotyczącymi możliwości wypracowania pomiędzy *Sponsorami* wspólnego stanowiska interpretacyjnego, co do istotnych postanowień porozumienia z dnia 30 kwietnia 2019 r., a także w związku z zatwierdzeniem SHRI [...] <sup>95</sup> i zidentyfikowaniem impasu negocjacyjnego w ramach uzgadniania [...] z Enea SA.

W dniu 21 grudnia 2019 r. Departament Finansów Spółki sporządził stanowisko dotyczące wniosku Zarządu SPV do Zgromadzenia Wspólników SPV o wyrażenie zgody na zaciągnięcie pożyczki od Spółki w kwocie [...]. Departament stwierdził, że realizacja zobowiązania umownego wynikającego z Porozumienia z dnia 30 kwietnia 2019 r. polegającego na konieczności udzielenia pożyczki będzie się odbywać w sytuacji, w której istnieje [...].

W dniu 16 stycznia 2020 r. ([...]) Spółka uzyskała opinię prawną sporządzoną przez kancelarię [...] dotyczącą procedury i skutków finansowych zawieszenia kontraktu dla projektu Ostrołęka C. Stwierdzono w niej, że [...]. [...].

Zlecenie powyższej opinii związane było z potrzebą ustalenia możliwości i ryzyk zawieszenia realizacji kontraktu SPV z Generalnym Wykonawcą w związku z brakiem zamknięcia finansowania projektu Ostrołęka C.

W dniu 12 lutego 2020 r. Zarząd Spółki zatwierdził wniosek Departamentu Zarządzania Strategicznego Energa SA dotyczący zawarcia porozumienia z Enea SA dotyczącego dalszych działań w projekcie Ostrołęka C. W uzasadnieniu wniosku

<sup>93</sup> [...].

<sup>94</sup> Szczegółowy Harmonogram Realizacji Inwestycji jest zatwierdzany na wniosek Zarządu SPV przez Radę Nadzorczą SPV. Dalej: SHRI.

<sup>95</sup> W SHRI zatwierdzonym w dniu 8 lipca 2019 r. założono, że [...]. [...].

jako powód zawieszenia finansowania przez *Sponsorów* finansowania projektu podano m.in. trudności w pozyskaniu finansowania zewnętrznego oraz informację pozyskaną od wykonawcy kontraktu o istotnej przeszkodzie w wykonywaniu kontraktu w postaci epidemii<sup>96</sup> (informacja udzielona w dniu 25 i 29 stycznia 2020 r.). We wniosku wskazano jednocześnie, że obecnie nie ma możliwości stwierdzenia wpływu epidemii na realizację kontraktu, ani określenia spodziewanego wpływu tej przeszkody na ewentualną zmianę terminu realizacji kontraktu.

W dniu 13 lutego 2020 r. Spółka i Enea SA podpisały *Porozumienie dotyczące dalszych działań w projekcie Ostrołęka C*, w którym właściciele SPV zdecydowali o zawieszeniu finansowania projektu, jako przyczynę podając informację od głównego wykonawcy kontraktu o zaistnieniu przeszkody w wykonywaniu kontraktu w postaci epidemii, trudność w pozyskaniu finansowania zewnętrznego oraz publiczne wezwanie Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN SA na sprzedaż 100% akcji Spółki<sup>97</sup>. W ww. porozumieniu zobowiązano się do przeprowadzenia dalszych analiz, w szczególności dotyczących parametrów technicznych, technologicznych, ekonomicznych i organizacyjnych oraz dotyczących finansowania Projektu. W konsekwencji podpisania ww. porozumienia w dniu 14 lutego 2020 r. Zarząd SPV wydał generalnym wykonawcom umowy na blok i umowy na przebudowę linii kolejowej polecenia zawieszenia realizacji ww. umów.

W dniu 21 lutego 2020 r. Energa SA i Enea SA podpisały *Uzgodnienie na temat analiz w okresie zawieszenia prac nad Projektem Ostrołęka C*. W dokumencie tym uzgodniono zakres analiz, które miały zostać przeprowadzone, w podziale na aspekty: techniczne i technologiczne, ekonomiczne, organizacyjno-prawne, i finansowe. Następnie w dniu 3 marca 2020 r. Energa SA, Enea SA i SPV podpisali *Strukturę projektową dot. programu analiz w okresie zawieszenia prac nad projektem Ostrołęka C*, która uszczegółowiła podział obowiązków pomiędzy poszczególne strony w zakresie uzyskiwanych analiz. Zgodnie z tym dokumentem Pełnomocnik Energa SA, wspólnie z Pełnomocnikiem Enea SA, został koordynatorem, który zarządzał pracami nad sporządzaniem analiz. Ponadto Pełnomocnik Energa SA został zobowiązany do przesłania końcowego raportu przedstawiającego wnioski z przeprowadzonych analiz.

W związku z powyższym Energa SA zamówiła i sfinansowała<sup>98</sup> pozyskanie następujących analiz:

1. [...]. W raporcie stwierdzono brak możliwości pozyskania długoterminowego finansowania na potrzeby budowy *Projektu* w technologii węglowej, które odpowiada ekonomicznej charakterystyce projektu infrastrukturalnego. [...] jednocześnie wskazał na duże zainteresowanie udziałem w projekcie w technologii gazowej zarówno inwestorów finansowych typu *equity*, jak i globalnych instytucji finansowych zapewniających finansowanie dłużne.
2. [...]. W dokumencie tym weryfikowano możliwości i ograniczenia związane z [...]. [...] <sup>99</sup>.
3. [...] <sup>100</sup> W dokumencie dokonano analizy następujących scenariuszy realizacji inwestycji: [...]. [...] <sup>101</sup> [...].

Ponadto [...].

[...].

<sup>96</sup> Generalny wykonawca kontraktu poinformował o wystąpieniu w miejscach wykonywania istotnych elementów *Projektu* (kocioł, rurociągi itp.) epidemii grypopochodej, która utrudnia funkcjonowanie podwykonawców wykonujących te elementy.

<sup>97</sup> W związku z zamiarem uwzględnienia przyszłych oczekiwań nowego właściciela Energa SA.

<sup>98</sup> Poniesiono koszty w wysokości [...] zł.

<sup>99</sup> [...].

<sup>100</sup> Dalej: [...]

<sup>101</sup> [...].



4. W wyniku analiz stwierdzono, że realizacja inwestycji w scenariuszu kontynuacji budowy jednostki węglowej nie była optymalnym rozwiązaniem, z powodu najgorszych wyników opłacalności ekonomicznej ze wszystkich scenariuszy, braku możliwości pozyskania finansowania zewnętrznego oraz z faktu, że wysokość nakładów inwestycyjnych koniecznych na jego realizację przekraczała środki możliwe do udostępnienia przez *Sponsorów*. Jako najlepsze rozwiązanie pod względem wskaźników efektywności ekonomicznej wskazano budowę jednostki CCGT 800 MW, charakteryzującej się NPV w wariantie bazowym na poziomie [...] zł oraz IRR na poziomie [...] %.
5. [...]. W analizie stwierdzono [...]. [...].

W dniu 1 czerwca 2020 r. pełnomocnicy Energa SA i Enea SA przedstawili *Raport z Analiz w projekcie*. Stwierdzono w nim, że na podstawie przeprowadzonych analiz brak jest uzasadnienia do kontynuowania *Projektu* w niezmienionej formie. W szczególności widoczne było znaczne ryzyko polegające na trudnościach w zapewnieniu finansowania dla *Projektu* węglowego, wynikające ze zmian regulacyjnych w tym zakresie<sup>102</sup>, jakie są wprowadzanie na poziomie Unii Europejskiej. Analizy finansowe i ekonomiczne wskazywały na brak akceptacji PKN Orlen SA, nowego większościowego akcjonariusza Spółki, dla technologii węglowych zgodnie z jego strategią oraz brak możliwości uzyskania finansowania od banków oraz inwestorów dla budowy bloku węglowego. Analiza techniczna potwierdziła możliwość realizacji wariantu gazowego w lokalizacji budowanego bloku węglowego. Stwierdzono możliwość częściowego zaadaptowania wykonanych dla bloku węglowego elementów konstrukcyjnych dla technologii gazowej.

W wyniku przeprowadzonych analiz Energa SA i Enea SA podjęły decyzję o przekształceniu projektu z koncepcji budowy bloku węglowego o mocy ok. 1000 MW na blok gazowy CCGT o mocy ok. 750-800 MW, oraz ograniczeniu zakresu prac przewidzianego w umowie na przebudowę linii kolejowej.

W dniu 2 czerwca 2020 r. zawarto pomiędzy Spółką, Enea SA oraz PKN Orlen SA *Porozumienie dotyczące kierunkowych zasad kontynuacji współpracy przy budowie Elektrowni Ostrołęka C*, w którym zadeklarowano zamiar kontynuacji projektu w wariantie gazowym. Zgodnie z tym porozumieniem Energa SA miała być liderem operacyjnym projektu gazowego i wspólnie z PKN Orlen realizować działania dla pozyskania finansowania dla tego projektu. Przewidziano również konieczność dokonania wzajemnych rozliczeń kosztów związanych z *Projektem* w technologii węglowej. Sposób rozliczeń został uregulowany dodatkowym porozumieniem zawartym w dniu 22 grudnia 2020 r.

W konsekwencji w dniu 4 czerwca 2020 r. SPV zwolniła generalnego wykonawcę *Kontraktu* z obowiązku utrzymywania stanu gotowości do kontynuowania budowy.

W dniu 22 grudnia 2020 r. Spółka, PKN ORLEN SA oraz PGNiG SA podpisały Umowę Inwestycyjną dotyczącą kierunkowych zasad współpracy przy budowie Elektrowni Ostrołęka C. W umowie określono m.in. docelową proporcję uczestnictwa w stron w SPV: PGNiG SA 49% udziałów o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy, Spółka i PKN Orlen SA wspólnie 51% udziałów o wartości nominalnej 1 tys. zł każdy. Strony umowy zobowiązały się również do współpracy w zakresie wspierania *Projektu* w technologii gazowej. W umowie nie oznaczono limitu finansowego zaangażowania stron tej Umowy Inwestycyjnej.

---

<sup>102</sup> W dniu 11 grudnia 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła *Europejski Zielony Ład* tj. nową strategię Unii Europejskiej w zakresie neutralności klimatycznej. Jako cel określono w niej ograniczenie do 2030 r. unijnych emisji netto gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990.

W dniu 22 grudnia 2020 r. Spółka, SPV i Enea SA zawarły porozumienie w sprawie współpracy przy podziale Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o., w którym Enea SA potwierdziła, że nie będzie uczestniczyła w projekcie gazowym. Strony potwierdziły wolę podziału SPV poprzez wydzielenie aktywów i pasywów oraz praw i obowiązków składających się na projekt gazowy, wyodrębniony w taki sposób, aby stanowił on zorganizowaną część przedsiębiorstwa SPV. Ponadto zgodnie z ww. porozumieniem dokonano cesji połowy wierzytelności z Energa SA na Enea SA z tytułu pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. udzielonej SPV przez Spółkę. Spółka otrzymała zapłatę ceny zbywanej wierzytelności stanowiącej równowartość części kapitałowej (tj. 170 mln zł) wraz z naliczonymi do momentu płatności odsetkami należnymi od pożyczkobiorcy (liczonymi od tej kwoty). Na skutek powyższego wyrównaniu uległo zaangażowanie kapitałowe Energa SA i Enea SA w projekt Ostrołęka C. W dniu 27 maja 2021 r. został podpisany aneks do ww. porozumienia, zgodnie z którym zmieniono formułę przyszłej transakcji z podziału na sprzedaż aktywów.

Zgodnie z przedkładanymi przez Zarząd Energa SA do Rady Nadzorczej Spółki *Raportami dotyczącymi Projektu Ostrołęka C* w 2021 r. (stan na 4 maja 2021 r.) podejmowano następujące działania związane z kontynuacją *Projektu* w wariantie gazowym:

- w zakresie rozwoju projektu CCGT Ostrołęka: [...];
- w zakresie wydzielenia aktywów gazowych: [...];
- w zakresie rozliczenia projektu węglowego: [...];
- w zakresie umowy inwestycyjnej: uzyskanie w dniu 12 kwietnia 2021 r. zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na utworzenie przez Energa SA, PKN Orlen i PGNiG wspólnego przedsiębiorstwa.

(akta kontroli str.1202-1203, 1221-1910, 2269, 3512-3536, 3645-3657, 3769-3811, 3881-3885, 5020, 5228-5257, 5364-5366, 5527-5528, 5531, 6396-6407, 6438-6448)

Stwierdzone  
nieprawidłowości

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

#### OCENA CZĄSTKOWA

Energa SA podjęła decyzję o odstąpieniu od realizacji projektu węglowego po potwierdzeniu nieuzyskania zewnętrznego finansowania inwestycji w tym wariantie oraz dokonaniu analiz prawnych identyfikujących ryzyko tego kroku. Wobec problemów z pozyskaniem finansowania *Projektu* oraz niezgodnieniem ról *Sponsorów* w tym *Projekcie*, odstąpienie od realizacji *Projektu* w technologii węglowej było w interesie Spółki. Obecny stan prac nad projektem inwestycji w modelu gazowym nie pozwala na dokonanie oceny prawidłowości podejmowanych działań w tym kierunku. NIK wskazuje natomiast na wysokie ryzyko związane ze zmianą koncepcji inwestycji na tym etapie, w tym związane z potencjalną odpowiedzialnością odszkodowawczą Spółki.

## 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 Energa 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 Energa SA, którzy w dniu 28 grudnia 2018 r. – jako przedstawiciele Spółki na Nadzwyczajnym Zgromadzeniu Wspólników Spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. (poprzez pełnomocnika) po uprzednim zdobyciu zgody Rady Nadzorczej – wyrazili bezwarunkową zgodę na wydanie NTP, co doprowadziło do rozpoczęcia prac skutkującego dalszym zaangażowaniem Energa SA i wydatkowaniem 180,7 mln zł (180 691 050 zł) z tytułu podwyższenia kapitału zakładowego SPV oraz 199 mln zł z tytułu udzielenia SPV dwóch pożyczek.
2. Zapewnienie w strategii zarządzania ryzykiem w Spółce ustalenia mierników oraz nowych mechanizmów kontrolnych.

## 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  
Łukasz Zgoda  
gł. specjalista kp.

/-/

Agnieszka Kuźniewicz  
inspektor kp.

/-/

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

/-/

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym  
dokonała:  
Najwyższa Izba Kontroli  
Departament Strategii  
p.o. Dyrektor  
Marzena Rajczewska

/-/