



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura we Wrocławiu

LWR.410.024.01.2017
P/17/020

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

Tekst ujednolicony, uwzględniający zmiany wprowadzone uchwałą nr KPK-KPO.443.054.2018, Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli z dnia 12 marca 2018 r.

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/17/020 – Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii.
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura we Wrocławiu
Kontrolerzy	1. Paweł Potemski, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LWR/188/2017 z dnia 2 listopada 2017 r. 2. Rafał Kobryński, doradca prawny, upoważnienie do kontroli nr LWR/184/2017 z dnia 20 października 2017 r. (dowód: akta kontroli str. 1, 2)
Jednostka kontrolowana	Tauron Ekoenergia sp. z o.o. w Jeleniej Górze (dalej: „Spółka”), 58-500 Jelenia Góra, ul. Obrońców Pokoju 2B.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Roman Gabrowski, Prezes Zarządu Spółki od dnia 2 lutego 2016 r. Poprzednio, tj. od dnia 15 marca 2013 r. do dnia 1 lutego 2016 r., Prezesem Zarządu Spółki była Małgorzata Wójcik-Stasiak ¹ . (dowód: akta kontroli str. 3)

II. Ocena kontrolowanej działalności²

Ocena ogólna

Ilość wprowadzonej przez Spółkę do systemu elektroenergetycznego energii elektrycznej, wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (dalej: „OZE”) z wykorzystaniem 34 elektrowni wodnych i czterech farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 343,475 MW, wzrosła z 810 599,659 MWh w 2015 r. do 826 023,180 MWh w 2016 r., osiągając po I półroczu 2017 r. wielkość 475 333,161 MWh. Poprawne dane w tym zakresie przekazano, w ramach obowiązującej sprawozdawczości, Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) za pośrednictwem Agencji Rynku Energii S.A. (dalej: „ARE”). W przypadku dziesięciu miesięcznych sprawozdań G-10.m o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, wystąpiło nieznaczne przekroczenie terminu ich przekazania ARE, nie miało to jednakże wpływu na rzetelność przedkładanych informacji, a wynikało z zaniedbań. Sposób pozyskiwania przez Spółkę informacji źródłowych w powyższym zakresie zapewnił wiarygodność przekazywanych danych.

Spółka podejmowała działania inwestycyjne związane z modernizacją istniejących oraz budową nowych OZE, wydatkując na ten cel 37 426,8 tys. zł w 2015 r. i 19 790,2 tys. zł w 2016 r., co przyniosło efekt w postaci zwiększenia mocy zainstalowanej z 319,610 MW do 343,475 MW, a w konsekwencji ilości wyprodukowanej energii elektrycznej. W I półroczu 2017 r. w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r. odnotowano bowiem wzrost o 21,9% wielkości energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wodnych i o 16,1% z elektrowni wiatrowych.

¹ Wiceprezesem Zarządu był od dnia 2 lutego 2016 r. Przemysław Mandelt, a do dnia 1 lutego 2016 r. Ryszard Turek.

² Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna. Jeżeli sformułowanie oceny ogólnej według proponowanej skali byłoby nadmiernie utrudnione, albo taka ocena nie dawałaby prawdziwego obrazu funkcjonowania kontrolowanej jednostki w zakresie objętym kontrolą, stosuje się ocenę opisową, bądź uzupełnia ocenę ogólną o dodatkowe objaśnienia.

Spółka posiadała *Plan Realizacji Strategii Obszaru Biznesowego Odnawialnych Źródeł Energii*, pochodzący z 2015 r. i stanowiący odzwierciedlenie *Strategii Korporacyjnej Grupy Tauron na lata 2014-2017 z perspektywą do roku 2023*, zakładający wzrost przychodów z produkcji energii ze źródeł odnawialnych, zwiększenie do 2023 r. mocy zainstalowanej w OZE o ok. 490 MW oraz poprawę efektywności wykorzystania istniejących zasobów. Jednak w 2016 r., uwzględniając niekorzystne warunki rynkowe i otoczenie prawne regulujące wsparcie finansowe OZE, jak również osiągnięte w tym zakresie wyniki finansowe, wprowadzono działania oszczędnościowe, polegające na sprzedaży nierentownych elektrowni lub ich likwidację poprzez wygaszenie działalności. Przy prawidłowym uzasadnieniu finansowym i technologicznym, Spółka zlikwidowała w 2016 r. jedną elektrownię wodną o mocy zainstalowanej 0,126 MW. Postanowiono także o sprzedaży lub likwidacji w latach 2017-2018 trzech pozostających w eksploatacji elektrowni wodnych o łącznej mocy zainstalowanej 1,091 MW. Argumentacja o nieopłacalności ekonomicznej tych OZE nie znajduje w pełni potwierdzenia w pochodzących z października 2017 r. operatach szacunkowych rzeczoznawcy majątkowego, który nie rekomenduje ich sprzedaży czy likwidacji wskazując na możliwość ich eksploatacji na granicy opłacalności ze względu na co najmniej dostateczny stan techniczny. Ewentualna likwidacja tych elektrowni wodnych skutkować będzie spadkiem produkcji energii elektrycznej z OZE w kolejnych latach, co może wpłynąć na niewypełnione postanowień *Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* (dalej: „KPD”) odnośnie osiągnięcia oczekiwanego poziomu wskaźnika produkcji energii z OZE.

NIK zwraca przy tym uwagę, że podejmowane przez Spółkę działania w zakresie pozyskania środków pomocowych na realizację wydatków związanych z OZE były ograniczone i częściowo nieskuteczne. Nie aplikowano o środki publiczne, w tym z budżetu Unii Europejskiej, w ramach finansowania Programu Operacyjnego *Infrastruktura i Środowisko*, czy z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W latach 2015-2016 i w I półroczu 2017 r. Spółka dwukrotnie występowała o środki pomocowe na realizację inwestycji, przy czym wniosek z 2015 r., złożony na kwotę 2 266,8 tys. zł w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego na lata 2014-2020 (dalej: „RPO WD 2014-2020”), dotyczący projektu *zarządzania innowacyjną elektrownią hybrydową opartą na skojarzonej pracy hydroelektrowni i instalacji fotowoltaicznej z elementem magazynowania energii* (dalej: „Projekt zarządzania elektrownią hybrydową”), przewidującego zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym, został ostatecznie pozostawiony bez rozpatrzenia ze względu na to, że Spółka nie złożyła poprawionego/uzupełnionego wniosku o dofinansowanie we wskazanym terminie. Dodatkowo, w trakcie przygotowania tego *Projektu* nie rozeznano stanu prawnego dotyczącego możliwości lokalizacji tej inwestycji na terenach szczególnie zagrożonych powodzią, co ostatecznie skutkowało wydatkowaniem 66 400 zł na nieprzydatne opracowania i wniosek o dofinansowanie. Natomiast skuteczne były działania na rzecz podpisania w sierpniu 2017 r. umowy na dofinansowanie kwotą 6 115,4 tys. zł, pochodzącą z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (dalej: „NCBiR”), realizacji projektu o łącznej wartości 10 280,8 tys. zł, związanego z uzyskaniem rozwiązań informatycznych w postaci platformy elektrowni wodnych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Działania Spółki w zakresie wytworzenia energii z OZE

Opis stanu faktycznego

1.1. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez Spółkę w OZE, wprowadzonej następnie do sieci elektroenergetycznej i sprzedanej innym podmiotom, określano

na podstawie wskazań pomiarowych dokonywanych w miejscach przyłączenia instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej. Podstawą do rozliczeń energii wprowadzonej do tej sieci były odczyty z układów pomiarowych dokonywane przez operatora systemu dystrybucyjnego (dalej: „OSD”), do sieci którego przyłączono instalację OZE. Warunki i zasady dokonywania tych pomiarów określone zostały w umowach dystrybucyjnych, zawartych przez Spółkę z OSD w oparciu o Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, zatwierdzoną przez Prezesa URE. W okresie objętym kontrolą Spółka związana była 41 umowami o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, obejmującymi swym zakresem przedmiotowym 39 instalacji OZE, w tym 35 elektrowni wodnych (dalej: „EW”) oraz cztery farmy wiatrowe (dalej: „FW”).

Zgodnie z ww. umowami OSD dokonywał odczytów i ustalania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej. Dane odczytowe z urządzeń pomiarowych OSD udostępniał na dedykowanej platformie informatycznej, do której dostęp miała Spółka lub inny upoważniony przez nią podmiot, które to dane wykorzystywane były przez Spółkę do rozliczania energii wprowadzonej do sieci (rozliczanie w celu zafakturowania sprzedawanej energii elektrycznej), co było zgodne z przepisem art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*³ (dalej: „ustawa Prawo energetyczne”).

(dowód: akta kontroli str. 255, 258-261)

Prawidłowość udostępnianych odczytów z urządzeń pomiarowych OSD była przez Spółkę weryfikowana. Przedstawiciel Zarządu Spółki poinformował, że postępowano tak ze względów biznesowych, gdyż miało to wpływ na wielkość przychodów Spółki. W przypadku instalacji OZE, wyposażonych w rezerwowy układ pomiarowy, odczyt z podstawowego układu pomiarowego porównywany był z odczytem z rezerwowego układu pomiarowego. Natomiast w przypadku instalacji wytwórczych OZE ze stałą obsługą, pracownik dyżurny dokonywał bieżących oględzin wszystkich urządzeń instalacji, w tym układu pomiarowego, sprawdzając czy układ pomiarowy nie sygnalizował uszkodzenia (wszystkie liczniki były elektroniczne i wyposażone w wewnętrzną sygnalizację poprawności pracy). Ponadto, pracownik dyżurny dokonywał bieżących odczytów parametrów pracy urządzeń wytwórczych, w tym odczytów bieżących stanów liczników, co pozwalało na dodatkowe sprawdzenie poprawności pracy układu pomiarowego poprzez porównanie tych parametrów. Odczytane wielkości wpisywano do książki rejestrowej. W przypadku instalacji wytwórczych OZE bez stałej obsługi, powyższy tryb sprawdzenia był również realizowany podczas każdego pobytu personelu kontrolnego w instalacji wytwórczej.

Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, że w przypadku pozyskiwania przez Spółkę praw majątkowych (tzw. *zielonych certyfikatów*) do energii wytworzonej w OZE, obowiązywał tryb określony w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii*⁴ (dalej: „ustawa o OZE”). Według tego trybu wytwórca energii odnawialnej składał operatorowi systemu elektroenergetycznego⁵ wniosek o wydane świadectw pochodzenia, będący potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE, a operator systemu elektroenergetycznego przekazywał ten wniosek Prezesowi URE wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE. W przypadku wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia – zgodnie z art. 121 ust. 5 *ustawy o OZE* – operator systemu

³ Dz. U. z 2017 r., poz. 220, ze zm.

⁴ Dz. U. z 2017 r., poz. 1148, ze zm.

⁵ Zgodnie z art. 2 pkt 25 *ustawy o OZE*, operatorem systemu elektroenergetycznego jest OSD (w rozumieniu *ustawy Prawo energetyczne*).

dystrybucyjnego elektroenergetycznego⁶ lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonywał weryfikacji danych zawartych we wniosku i przekazywał wnioski Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem ilości wytworzonej energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z OZE, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

Spółka dysponowała zdalnym dostępem do systemów pomiarowych i pobierała (w celach biznesowych) dane odczytowe dla posiadanych przez Spółkę jednostek wytwórczych. Oceniano, czy dane te nie odbiegały od ustalonych parametrów produkcyjnych poszczególnych źródeł. Codziennej ocenie podlegały tzw. profile dobowe - godzinowe produkcji. W przypadku zidentyfikowania różnic między wielkościami rzeczywistymi i planowanymi, kontaktowano się z pracownikami odpowiedzialnymi za daną instalację OZE w celu ich potwierdzenia, a wszelkie wątpliwości – co do prawidłowości odczytów – zgłaszano OSD. Po zakończeniu każdego miesiąca dokonywano odczytu wszystkich liczników, a pozyskane dane uzgadniano z OSD, konsultując wszelkie niezgodności oraz nanosząc korekty w przypadku stwierdzenia przez OSD błędów w pomiarach.

(dowód: akta kontroli str. 256-257)

Zgodnie z koncesją na produkcję energii elektrycznej⁷, oraz wpisem do rejestru małych instalacji⁸, Spółka wytwarzała energię elektryczną wyłącznie w OZE. Udział tych źródeł w całkowitej produkcji energii elektrycznej wynosił 100,0%.

(dowód: akta kontroli str. 491)

Dynamika ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE kształtowała się w następujący sposób:

1) elektrownie wodne:

- a) w 2015 r. – 309 886,890 MWh, tj. 81,9% w stosunku do 2014 r.⁹;
- b) w 2016 r. – 376 902,050 MWh, tj. 121,6% w stosunku do 2015 r.;
- c) w I półroczu 2017 r. – 224 051,090 MWh, tj. 121,9% w stosunku do I półrocza 2016 r.¹⁰;

2) farmy wiatrowe:

- a) w 2015 r. – 467 373,990 MWh, tj. 125,1% w stosunku do 2014 r.¹¹;
- b) w 2016 r. – 409 710,310 MWh, tj. 87,6% w stosunku do 2015 r.;
- c) w I półroczu 2017 r. – 230 904,290 MWh, tj. 116,1% w stosunku do I półrocza 2016 r.¹².

Według przedstawiciela Zarządu Spółki wielkość produkcji energii elektrycznej w OZE była uzależniona od wielu czynników, najczęściej niezależnych od Spółki. W przypadku elektrowni wodnych – od warunków hydrologicznych, w przypadku farm wiatrowych – od warunków wietrznych. W mniejszym stopniu wpływ miały remonty infrastruktury wytwórczej, sieciowej lub budowli hydrotechnicznych, powodujące wyłączenie z eksploatacji całego obiektu lub jednego z turbozespołów o znacznej mocy.

(dowód: akta kontroli str. 458-459)

W okresie objętym kontrolą Spółka realizowała obowiązki sprawozdawcze dotyczące produkcji energii elektrycznej w OZE, sporządzając łącznie 15 rodzajów sprawozdań, informacji i ankiet, w tym m.in: [1] roczne sprawozdanie o rodzajach

⁶ Zgodnie z art. 2 pkt 23 *ustawy o OZE*, operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest OSD (w rozumieniu *ustawy Prawo energetyczne*).

⁷ Nr WEE/175/4929/NW/2/2004/MS.

⁸ Dotyczy jednej instalacji – EW Szklarska Poręba II.

⁹ W 2014 r. produkcja energii elektrycznej przez farmy wiatrowe wyniosła 378 397,950 MWh.

¹⁰ W I półroczu 2016 r. produkcja energii elektrycznej przez farmy wiatrowe wyniosła 183 843,910 MWh.

¹¹ W 2014 r. produkcja energii elektrycznej przez elektrownie wodne wyniosła 373 526,010 MWh.

¹² W I półroczu 2016 r. produkcja energii elektrycznej przez elektrownie wodne wyniosła 198 884,080 MWh.

i ilości wytworzonych odpadów – przedkładane Marszałkowi Województwa: Dolnośląskiego, Opolskiego oraz Małopolskiego na podstawie przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach¹³; [2] roczne sprawozdanie o zakresie korzystania ze środowiska¹⁴ – przedkładane Marszałkowi Województwa: Dolnośląskiego oraz Opolskiego na podstawie przepisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska¹⁵; [3] wpisy do Kart Urządzeń w Centralnym Rejestrze Operatorów¹⁶ – na podstawie przepisów ustawy z dnia 15 maja 2015 r. o substancjach zubożających warstwę ozonową oraz niektórych fluorowanych gazach cieplarnianych¹⁷; [4] sprawozdanie w sprawie ocen stanu technicznego i bezpieczeństwa obiektów hydrotechnicznych użytkowanych przez Spółkę na terenie województwa dolnośląskiego oraz województwa opolskiego – przedkładane odpowiednio Dolnośląskiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Nadzoru Budowlanego we Wrocławiu oraz Wojewódzkiemu Inspektorowi Nadzoru Budowlanego w Opolu; [5] sprawozdanie G-05 o kosztach zużycia materiałów, energii i usług obcych oraz wartości zapasów materiałów – przedkładane co 5 lat Głównemu Urzędowi Statystycznemu (dalej: „GUS”); [6] miesięczne sprawozdanie o udziale Spółki w aukcjach energii na podstawie art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy o OZE¹⁸ – przedkładane Zarządcy Rozliczeń S.A.; [7] kwartalne sprawozdanie wytwórcy energii w małej instalacji¹⁹ – przedkładane Prezesowi URE na podstawie przepisów ustawy o OZE; [8] ankietę prognozy na okres 15 lat lub aktualizację tych prognoz²⁰, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy Prawo energetyczne²¹; [9] kwartalne i roczne sprawozdanie bilansowe nośników energii i infrastruktury ciepłowniczej (G-02a, G-02b) – przedkładane GUS; [10] roczne sprawozdanie PNT-01 o działalności badawczej i rozwojowej (B+R) oraz roczne sprawozdanie PNT-02 o innowacjach w przemyśle – przedkładane GUS.

Przedstawiciel Zarządu Spółki pozytywnie ocenił system sprawozdawczości, uznając że był on transparentny, a wytyczne dokładne i zrozumiałe. Wskazał przy tym, że pewnym utrudnieniem było nakładanie się terminów sprawozdawczych w zakresie korzystania ze środowiska²² i danych o odpadach²³. Dużym ułatwieniem i usprawnieniem była natomiast możliwość sporządzenia sprawozdania oraz naliczenie należnych opłat za korzystanie ze środowiska w systemie *Ekopłatnik*, udostępnionym przez urzędy marszałkowskie – w przypadku województwa dolnośląskiego od 2016 r., a w przypadku województwa opolskiego od 2017 r.

(dowód: akta kontroli str. 460-462, 465-473)

Dodatkowo, Spółka zobowiązana była do przekazywania ARE danych statystycznych o ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do

¹³ Dz. U. z 2016 r., poz. 1987, ze zm.

¹⁴ W sprawozdaniu sporządzane były wykazy zawierające informacje o: (a) zakresie korzystania ze środowiska, (b) ilości i rodzajach gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza wraz z charakterystyką źródeł powstawania substancji wprowadzanych do powietrza, (c) ilości gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza z procesów spalania paliw w silnikach spalinowych, (d) ilości pobranej wody podziemnej i powierzchniowej, (e) ilości i jakości ścieków wprowadzanych do wód oraz (f) wysokości należnych opłat.

¹⁵ Dz. U. z 2017 r., poz. 519, ze zm.

¹⁶ Wpisy dotyczyły czynności wykonanych na urządzeniach zawierających 3 kg i więcej fluorowanych gazów cieplarnianych.

¹⁷ Dz. U. z 2017 r., poz. 1951.

¹⁸ Celem tego sprawozdania była wypłata wsparcia przysługującego w systemie aukcyjnym, o którym mowa w art. 71 ww. ustawy, tj. pokrycie ujemnego salda obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej a wartością tej energii elektrycznej ustaloną na podstawie ceny zawartej w ofercie wytwórcy, która wygrała aukcję.

¹⁹ Dotyczy EW Szklarska Poręba II.

²⁰ Obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

²¹ Ankietę obejmowała w szczególności ilość wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

²² Sprawozdania składane za dany rok kalendarzowy w terminie do 31 marca następnego roku.

²³ Sprawozdania składane za dany rok kalendarzowy w terminie do 15 marca następnego roku.

sieci przez OSD²⁴. W okresie objętym kontrolą Spółka przekazywała ARE²⁵: [1] 150 sprawozdań miesięcznych G-10.m, z czego 10 sprawozdań przekazano po upływie wyznaczonego terminu²⁶; [2] 50 kwartalnych sprawozdań G-10.1(w)k – przekazanych terminowo²⁷; [3] 10 rocznych sprawozdań G-10.1(w)k – przekazanych terminowo²⁸; [4] 10 rocznych sprawozdań G-10.6 – przekazanych terminowo²⁹.

(dowód: akta kontroli str. 267-457)

Odnosząc się do dynamiki rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w OZE przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, że wdrażanie w Polsce polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej skutkowało systematycznym wzrostem udziału energii wytworzonej w OZE w bilansie energetycznym. Rozwój ten uzależniony jest od polityki energetycznej państwa, regulacji prawnych oraz od skłonności podmiotów (w tym odbiorców) do instalowania OZE, a także od dedykowanych na rozwój OZE środków unijnych. W jego ocenie trudno jest osiągnąć założone cele rozwoju OZE przy niskiej akceptacji społecznej, dlatego powinna być ona brana pod uwagę podczas kształtowania polityki rozwoju produkcji energii w OZE. Według przedstawiciela Zarządu Spółki dla większości technologii OZE w elektroenergetyce nastąpił znaczny wzrost produkcji energii w 2016 r., jednakże ograniczył go znaczący spadek produkcji ze współspalania biomasy³⁰, zmniejszając ogólny wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE. W rezultacie w Polsce ogólna produkcja³¹ energii w OZE wzrosła w 2016 r. zaledwie o 0,5% w porównaniu do roku poprzedniego. Przyczyn spadku w 2017 r. tempa rozwoju nowych mocy w energetyce wiatrowej (w porównaniu z rokiem poprzednim) przedstawiciel Zarządu Spółki upatrywał głównie w wejściu w życie ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych³² (dalej: „ustawa o inwestycjach w farmy wiatrowe”).

(dowód: akta kontroli str. 474-475)

1.2. W kontrolowanym okresie w Spółce obowiązywał *Plan Realizacji Strategii Obszaru Biznesowego Odnawialnych Źródeł Energii*, przyjęty uchwałą Zarządu Spółki Nr 33/IV/2015 z dnia 17 kwietnia 2015 r. (dalej: „*Plan Realizacji Strategii OZE z 2015 r.*”), stanowiący odzwierciedlenie *Strategii Korporacyjnej Grupy Tauron na lata 2014-2017 z perspektywą do roku 2023*. Nadrzędnym celem *Planu Realizacji Strategii OZE z 2015 r.* było zwiększenie przychodów Grupy Tauron z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych poprzez inwestycje w nowe źródła odnawialne w najbardziej efektywnych technologiach oraz poprawę efektywności wykorzystania istniejących zasobów. Realizacja tego celu miała nastąpić w wyniku: [1] rozbudowy FW Marszewo do mocy 100 MW (II etap)³³; [2] budowy nowych mocy

²⁴ Obowiązek ten wynikał z art. 30 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o *statystyce publicznej* (Dz. U. z 2016 r., poz. 1068 ze zm.) oraz z rozporządzeń Rady Ministrów: (a) z dnia 27 sierpnia 2014 r. w *sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2015* (Dz. U. z 2014 r., poz. 1330, ze zm.), (b) z dnia 21 lipca 2015 r. w *sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2016* (Dz. U. z 2015 r., poz. 1304, ze zm.), (c) z dnia 28 lipca 2016 r. w *sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2017* (Dz. U. z 2016 r., poz. 1426, ze zm.).

²⁵ Osobno dla poszczególnych farm wiatrowych, tj. FW Wicko, FW Marszewo, FW Lipniki, FW Zagórze oraz zbiorczo dla wszystkich elektrowni wodnych.

²⁶ Dotyczyły one następujących okresów sprawozdawczych: marzec 2015 r., oraz wrzesień 2016 r. Sprawozdania te powinny zostać przekazane w terminie do 10. dnia kalendarzowego miesiąca. Sprawozdania za marzec 2015 r. zostały przekazane ARE w dniu 13 kwietnia 2015 r., a za wrzesień 2016 r. – w dniu 11 października 2016 r.

²⁷ Sprawozdania kwartalne G-10.1(w)k powinny zostać przekazane w terminie do 20 dnia kalendarzowego miesiąca po zakończeniu kwartału, oraz do 11 lutego 2016 r. za IV kwartał 2015 r., do 11 lutego 2017 r. za IV kwartał 2016 r.

²⁸ Sprawozdania roczne G-10.1(w)k powinny zostać przekazane w terminie do 22 lutego 2016 r. (za 2015 r.) oraz do 22 lutego 2017 r. (za 2016 r.).

²⁹ Sprawozdania roczne G-10.6 powinny zostać przekazane w terminie do 31 marca 2016 r. (za 2015 r.) oraz do 31 marca 2017 r. (za 2016 r.).

³⁰ W 2016 r. produkcja energii wytworzonej ze współspalania biomasy spadła o 47,5% w stosunku do 2015 r.

³¹ Obejmująca wszystkie rodzaje źródeł.

³² Dz. U. z 2016 r., poz. 961.

³³ W październiku 2015 r. ukończono II etap budowy farmy wiatrowej Marszewo (oddano do eksploatacji źródła zwiększające moc całej farmy o 18 MW).

w energetyce odnawialnej (ok. 490 MW)³⁴. Działania te miały doprowadzić do dysponowania w roku 2023 przez Spółkę źródłami wiatrowymi o łącznej mocy ok. 700 MW.

(dowód: akta kontroli str. 628-658)

W 2016 r. w Grupie Tauron została wprowadzona nowa strategia korporacyjna pn. *Strategia Grupy Tauron na lata 2016-2025*³⁵ (dalej: „Strategia z 2016 r.”). Założono w niej redukcję kosztów stałych o 5% do 2017 r. poprzez działania oszczędnościowe w obszarze OZE. Realizacja tego celu miała nastąpić poprzez: [1] sprzedaż nierentownych aktywów wytwórczych; [2] likwidację elektrowni w wyniku wygaszenia działalności – fizyczna likwidacja obiektów lub przekazanie majątku na rzecz Skarbu Państwa; [3] likwidację nierentownych obiektów w wyniku ich wydzielenia i przekazania do spółki celowej. Dodatkowo, w Grupie Tauron wprowadzono *Program Poprawy Efektywności na lata 2016-2018*. Objął on wszystkie obszary działalności holdingu, w tym inwestycje w OZE. W konsekwencji nowe projekty inwestycyjne w obszarze OZE będą mogły być realizowane od 2019 r.

(dowód: akta kontroli str. 64-99, 497-514, 659-687)

Strategia z 2016 r. nie przewidywała inwestycji w budowę nowych instalacji OZE. Tauron Polska Energia S.A., jedyny udziałowiec Spółki, poinformował, że zawarte w Strategii z 2016 r. „działania, takie jak optymalizacja struktury aktywów, w tym rezygnacja z nierentownych aktywów oraz przygotowanie części aktywów do zbycia, poprzedzone były analizami dotyczącymi poszczególnych aktywów, przede wszystkim wytwórczych, pod względem kreowania pozytywnych przepływów finansowych z pracy tych jednostek w dzisiejszych i prognozowanych warunkach rynkowych i regulacji branżowych. Aktywa wytwórcze, które wykazują stale negatywne przepływy finansowe, powinny być restrukturyzowane, a w przypadku braku efektów, w perspektywie przeznaczone do sprzedaży lub zamykane celem uniknięcia ich niekorzystnego wpływu na wyniki finansowe Grupy (...). Analizy przygotowane przez TAURON Ekoenergia wskazały, że wymienione elektrownie wodne są trwale nierentowne. Na taką ocenę wpływ miały również zmiany w systemie wsparcia dla instalacji OZE. Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych przeznaczonych do sprzedaży nie przekracza 1 MW, co jest wielkością nieistotną dla systemu energetycznego. Ograniczenie kosztów oraz redukcja nakładów inwestycyjnych są najważniejszymi działaniami realizowanymi w ramach priorytetu zapewnienia stabilności. W dzisiejszych realiach gospodarczych najważniejsza dla każdego przedsiębiorcy jest właściwa działalność operacyjna, w tym efektywność kosztowa oraz realizacja inwestycji, które gwarantują oczekiwany poziom zwrotu z kapitału i nie są obciążone istotnymi ryzykami rynkowymi czy regulacyjnymi (...). Aktualnie Grupa TAURON ma ponad 460 MW mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii (143 MW - elektrownie wodne, 201 MW - elektrownie wiatrowe, 120 MW - elektrownie na biomase), co stanowi prawie 10% całości mocy zainstalowanej w Grupie TAURON (~5 GW). Należy również podkreślić, iż obowiązująca Strategia Grupy zakłada rozwój w OZE, ale warunkiem koniecznym jest korzystny system wsparcia oraz realizacja rentownych projektów o ograniczonym ryzyku i odpowiedniej stopie zwrotu z zainwestowanego kapitału. W związku z powyższym Grupa TAURON analizuje

³⁴ Po przeprowadzonym monitoringu rynku Spółka w 2015 r. analizowała i przygotowała do badania *due diligence* sześć projektów wiatrowych. Prowadzone były też zaawansowane rozmowy z firmą GE i Energetyką Polską w celu zakupu projektu FW G. o mocy 40 MW. Finansowanie tych przedsięwzięć miało polegać na wydzieleniu należących do Spółki farm wiatrowych do spółki celowej, a następnie na sprzedaży udziałów w tej spółce inwestorowi, w wyniku czego miały być pozyskane środki finansowe na rozwój nowych projektów wiatrowych. Ze względu na niekorzystne zmiany na rynku energii odnawialnej (spadek cen zielonych certyfikatów i czarnej energii - energii wytworzonej w OZE, ale niekorzystającej ze wsparcia systemu zielonych certyfikatów) nie doszło do sfinalizowania transakcji z potencjalnym inwestorem.

³⁵ Załącznik do raportu bieżącego 34/2016 z dnia 2 września 2016 r.

potencjał rozwoju tego obszaru, w tym również poprzez potencjalne inwestycje oraz akwizycje rynkowe”.

(dowód: akta kontroli str. 693-695)

W celu zwiększenia ilości energii elektrycznej produkowanej w OZE w okresie objętym kontrolą Spółka podejmowała działania inwestycyjne związane z modernizacją istniejących oraz budową nowych źródeł wytwórczych³⁶. Zmodernizowano elektrownie wodne: Pilchowice³⁷, Wrocław I³⁸, Bobrowice I³⁹, Wały Śląskie⁴⁰ i Głębinów⁴¹ – wydatkując w 2015 r. kwotę 37 426,8 tys. zł, a w 2016 r. kwotę 19 790,2 tys. zł.

W celu poprawy rentowności elektrowni wodnych (poprzez efektywne zarządzanie majątkiem wytwórczym) Spółka podjęła decyzję o likwidacji⁴² EW Bobrowice III⁴³ oraz sprzedaży na rynku trzech innych funkcjonujących obiektów w planowanym okresie 2 lat (2016-2017) lub fizyczną ich likwidację w przypadku braku chętnych na nabycie (w 2018 r.), tj.: [1] EW Ł.⁴⁴ o mocy zainstalowanej 0,250 MW, [2] EW B.⁴⁵ o mocy zainstalowanej 0,456 MW; [3] EW M.⁴⁶ o mocy zainstalowanej 0,385 MW. Wyżej wymienione działania miały wpływ na zmniejszenie produkcji energii wytworzonej w OZE.

(dowód: akta kontroli str. 487-496, 611)

Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, iż po uruchomieniu EW Bobrowice IV (korzystającej, wspólnie z EW Bobrowice III, z jazu piętrzącego) występowały zakłócenia strugi powodujące obniżenie mocy EW Bobrowice IV w wielkościach większych niż uzysk energii z EW Bobrowice III. Przeciętna produkcja roczna EW Bobrowice III wynosiła ok. 800 MWh, a po oddaniu do eksploatacji EW Bobrowice IV, spadła do ok. 20 MWh⁴⁷. Natomiast produkcja energii elektrycznej z EW Bobrowice IV w latach 2009-2016 wyniosła średniorocznie 3506 MWh (od 1925 MWh w 2015 r. do 4320 MWh w 2009 r.).

(dowód: akta kontroli str. 4-31)

Według ewidencji składników majątku trwałego Spółki na dzień 31 grudnia 2016 r. wartości księgowe, umorzenia i amortyzacji dla trzech planowanych do sprzedaży EW wynosiły: [1] EW B.: aktualna wartość księgowa – 2 081,1 tys. zł, dotychczasowe umorzenie - 1 317,1 tys. zł, odpisy amortyzacyjne - 299,4 tys. zł, wielkość amortyzacji rocznej - 116,2 tys. zł, remonty wykonane w latach 2011-2012 - 479,8 tys. zł; [2] EW Ł.: aktualna wartość księgowa – 1 541,4 tys. zł, dotychczasowe umorzenie - 464,2 tys. zł, odpisy amortyzacyjne - 424,4 tys. zł, wielkość amortyzacji rocznej - 59,8 tys. zł, remonty wykonane w latach 2009-2014 - 768,6 tys. zł, elektrownię odbudowano i zmodernizowano w latach 2001-2002 po powodzi w roku 1997; [3] EW M.: aktualna wartość księgowa – 3 014,5 tys. zł, dotychczasowe umorzenie - 575,1 tys. zł, odpisy amortyzacyjne – 1 398,2 tys. zł, wielkość amortyzacji rocznej - 54,9 tys. zł, w 2003 r. przeprowadzono remont budowli

³⁶ Dotyczy budowy instalacji fotowoltaicznej o mocy 3,36 kW na dachu budynku A siedziby Spółki oraz instalacji fotowoltaicznej o mocy 9,12 kW na dachu budynku B siedziby Spółki.

³⁷ Koszt modernizacji wyniósł 9 249 111,24 zł w 2015 r. oraz 3 877 436,35 zł w 2016 r.

³⁸ Koszt modernizacji wyniósł 7 514 901,00 zł w 2015 r. oraz 3 647 050,00 zł w 2016 r.

³⁹ Koszt modernizacji wyniósł 10 517 715,18 zł w 2015 r.

⁴⁰ Koszt modernizacji wyniósł 4 763 754,00 zł w 2015 r. oraz 4 085 696,00 zł w 2016 r.

⁴¹ Koszt modernizacji wyniósł 5 381 273,00 zł w 2015 r. oraz 8 179 968,85 zł w 2016 r.

⁴² Poprzez wyłączenie jej z eksploatacji - zamurowanie wlotu do komory turbinowej i odłączenie od sieci.

⁴³ Uchwała nr 84/V/2016 Rady Nadzorczej Spółki z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie wyrażenia zgody na likwidację EW Bobrowice III.

⁴⁴ Uchwała nr 93/V/2016 Rady Nadzorczej Spółki z dnia 15 listopada 2016 r. w sprawie wyrażenia zgody na zbycie EW Ł.

⁴⁵ Uchwała nr 92/V/2016 Rady Nadzorczej Spółki z dnia 15 listopada 2016 r. w sprawie wyrażenia zgody na zbycie EW B.

⁴⁶ Uchwała nr 3/2016 Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Spółki z dnia 22 grudnia 2016 r. w sprawie wyrażenia zgody na sprzedaż EW M.

⁴⁷ EW uruchamiano sporadycznie dla zachowania jej sprawności i gotowości ruchowej lub w przypadku całkowitego odstawienia z eksploatacji EW Bobrowice IV.

i urządzeń hydrotechnicznych według wytycznych Miejskiego Konserwatora Zabytków we Wrocławiu.

W latach 2015-2017 (I półrocze) w instalacjach przewidzianych do sprzedaży wytworzono łącznie 3 536,313 MWh energii elektrycznej, w tym: 1 714,673 MWh w EW B., 1 329,343 MWh w EW Ł., 492,297 MWh w EW M.

(dowód: akta kontroli str. 202-219)

Przedstawiciel Zarządu Spółki, informując o zakresie działań przeprowadzonych i przewidzianych do realizacji w celu zbilansowania decyzji przewidzianej w *Strategii z 2016 r.*, dotyczącej sprzedaży bądź zamknięcia trzech EW (EW Ł., EW B. i EW M.), a skutkującej prognozowanym spadkiem w kolejnych latach produkcji energii elektrycznej z OZE i mogącej wpłynąć na niewypełnienie postanowień KPD w zakresie osiągnięcia wskaźnika produkcji energii z OZE – wskazał, iż nie zaplanowano działań, które miałyby zrekompensować utratę mocy w wyniku odsprzedaży tych trzech EW. Poinformował także, że do końca października 2017 r. funkcjonowanie ww. elektrowni wygenerowało ujemny *cash flow* w wysokości ponad 300 tys. zł. Natomiast jako powód zaprzestania produkcji energii elektrycznej w EW M. w kwietniu 2016 r. wskazał na konieczność zmniejszenia ujemnych przepływów finansowych.

(dowód: akta kontroli str. 220-229)

W operatach szacunkowych z dnia 30 października 2017 r., dotyczących wyceny części przedsiębiorstwa, tj. EW B., EW Ł. i EW M., rzeczoznawca w każdym przypadku nie rekomendował sprzedaży instalacji podnosząc, iż: [1] obiekty EW Ł. były w dostatecznym i dobrym stanie technicznym, posiadano uprawnienia wodno-prawne do eksploatacji obiektu do 2036 r., przystosowano elektrownię do eksploatacji bezzałogowej, a analiza wyniku finansowego (bez amortyzacji) wskazywała na eksploatację na granicy opłacalności; [2] obiekty EW M. były w zadawalającym stanie technicznym, posiadano uprawnienia wodno-prawne do eksploatacji obiektu do 2037 r., wymagana była budowa przepławki dla ryb⁴⁸, była elektrownią deficytową na której nie prowadzono produkcji energii elektrycznej od kwietnia 2016 r.⁴⁹; [3] EW B. posiadała względną sprawność eksploatacyjną w części mechanicznej, hydrotechnicznej i elektrycznej, wymaga przeprowadzenia remontów budynków i obiektów budowlanych oraz budowy przepławki dla ryb do dnia 31 grudnia 2021 r. (szacunkowy koszt robót 1 230,0 tys. zł), posiadano uprawnienia wodno-prawne do eksploatacji obiektu do 2036 r., konieczne jest przystosowanie elektrowni do eksploatacji bezzałogowej, a analiza wyniku finansowego (bez amortyzacji) wskazywała na eksploatację na granicy opłacalności.

(dowód: akta kontroli str. 230-251)

Ustalony dla trzech ww. EW, na podstawie danych dotyczących przychodów i kosztów⁵⁰ ich działalności w latach 2009-2015, wynik na działalności stanowił: dla EW M. - stratę w wysokości 42,9 tys. zł; dla EW Ł. - stratę w wysokości 612,1 tys. zł (przy wydatkach remontowych w tym okresie na łączną wartość 768,6 tys. zł⁵¹; dla EW B. - dochód w wysokości 127,2 tys. zł.

Przedstawiciel Zarządu Spółki uzasadniając przyczyny podjęcia decyzji dotyczących sprzedaży (zamknięcia) trzech ww. EW wskazał, że: „*zmiany w prawie i spadek cen zielonych certyfikatów dotknęły energetykę wodną, przez co część małych*

⁴⁸ W terminie dwóch lat od uzyskania pozwolenia na budowę.

⁴⁹ Wskazano na konieczność przeprowadzenia – przed ponownym rozpoczęciem produkcji – odmulania kanału doprowadzającego oraz dokonania przeglądu technicznego obiektów elektrowni.

⁵⁰ Obejmujących elementy składowe w postaci: zużycie energii i materiałów, remonty, usługi obce, koszty pracy, podatki i opłaty, pozostałe koszty, a pomijających dokonane odpisy amortyzacyjne.

⁵¹ Prowadzone prace remontowe miały wpływ na wielkość produkowanej energii elektrycznej.

elektrowni wodnych przestała być rentowna i generuje stratę, a niektóre mają ujemne cash flow⁵². W wyniku opisanych zmian i zbliżenia się do końca okresu wsparcia dla energetyki wodnej, który nastąpi 30 września 2020 r., nastąpiła zmiana w strategii Spółki na lata 2016-2025, gdzie przewidziano sprzedaż/likwidację nierentownych aktywów wytwórczych”. Stwierdził również, iż w sporządzonych dla tych trzech elektrowni wycenach wskazano na szansę zwrotu wyliczonej i zapłaconej przez kupującego ceny (przy założonym wzroście cen energii) w ciągu co najwyżej 10 lat. Ponadto, wskazując przyczyny nie wnioskowania do instytucji zewnętrznych o udzielenie dofinansowania inwestycji w ww. obiektach (zakres prowadzonych prac remontowych nie uwzględniał modernizacji obiektów i technologii, np. w celu automatyzacji), przedstawiciel Zarządu Spółki podał, iż system wsparcia w oparciu o *zielone certyfikaty* obowiązuje od 2005 r., a odszkodowanie uzyskane za straty wynikłe z powodzi w 1997 r. zostało przeznaczone na odtworzenie zdolności do produkcji energii elektrycznej.

(dowód: akta kontroli str. 202-229)

Spółka sprzedawała prawa majątkowe (*zielone certyfikaty*) na podstawie umów długoterminowych, zawartych w transakcjach pozasesyjnych, nierozliczanych przez Towarową Giełdę Energii (dalej: „TGE”), ustalając kurs transakcji indywidualnie z każdą ze stron transakcji. Spółka była związana dwiema długoterminowymi umowami sprzedaży, zawartymi z T. Sp z o.o.⁵³ Umowy zawierały klauzule określające sposób kształtowania ceny sprzedaży energii elektrycznej. Cena netto za przeniesienie praw majątkowych ustalona została w odniesieniu do publikowanego przez TGE indeksu z transakcji sesyjnych⁵⁴ w wysokości [...]⁵⁵. Umowy te zawierały początkowo postanowienia odnośnie górnej i dolnej granicy ceny, tj. odpowiednio [...] dla produkcji energii elektrycznej z elektrowni wodnych oraz [...] dla produkcji energii elektrycznej z farm wiatrowych. Ze względu na utrzymujący się na TGE spadkowy trend cenowy *zielonych certyfikatów* w dniu 10 lutego 2016 r. podpisano aneksy do ww. umów, na mocy których zniesiono ceny graniczne oraz podniesiono cenę energii wyprodukowanej przez farmy wiatrowe do [...]. Zmiany te weszły w życie z dniem 1 stycznia 2016 r.

W kontrolowanym okresie Spółka sprzedała [...] praw majątkowych na [...] MWh energii elektrycznej po cenach jednostkowych mieszczących się w przedziale między [...] a [...] za jedno prawo majątkowe.

(dowód: akta kontroli str. 515-521, 525-595)

W kontrolowanym okresie Spółka nie posiadała i nie przygotowywała projektów inwestycji w OZE, z których zrezygnowano na skutek zmiany przepisów prawa.

(dowód: akta kontroli str. 523-524)

W latach 2016-2017 Spółka dwukrotnie dokonywała odpisów wartości aktywów służących wytwarzaniu energii w ramach OZE. Zgodnie ze sprawozdaniem finansowym za rok 2016, na dzień 31 grudnia 2016 r. dokonano odpisu aktualizacyjnego na łączną kwotę 790,8 mln zł. Powodem tego były: [1] znaczący

⁵² W przypadku trzech przedmiotowych EW cash flow do dnia 1 grudnia 2017 r. był ujemny i wynosił w sumie ok. 300 tys. zł.

⁵³ Tj. umową nr [...] z dnia 30 grudnia 2013 r. oraz umową nr [...] z dnia 5 grudnia 2014 r. Przedmiotem umów była sprzedaż energii wytworzonej odpowiednio przez elektrownie wodne oraz farmy wiatrowe. Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 1764, ze zm.) w związku z art. 11 ust. 4 ustawy z 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2018 r., poz. 419). Wyłączenia dokonane przez NIK w interesie przedsiębiorcy.

⁵⁴ Tzw. OZEX_A, rozumiany jako cena średnia ważona wolumenu ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej z miesiąca kalendarzowego (okresu rozliczeniowego), w którym została wytworzona energia elektryczna będąca podstawą wystawienia świadectw pochodzenia.

⁵⁵ Tajemnica ustawowo chroniona na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 1764, ze zm.) w związku z art. 11 ust. 4 ustawy z 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2018 r., poz. 419). Wyłączenie dokonane przez NIK w interesie przedsiębiorcy.

spadek cen świadectw pochodzenia energii wytworzonej w OZE oraz konsekwencje wynikające ze zmiany stanu prawnego w obszarze OZE⁵⁶, wskazujące na spadek wartości składników aktywów dotyczących elektrowni wodnych i farm wiatrowych - wartość bilansowa aktywów netto Spółki była wyższa niż wartość odzyskiwalna; z tego powodu wysokość odpisu wyniosła 788 685,4 tys. zł; [2] likwidacja EW Bobrowice III, skutkująca odpisem aktualizacyjnym na kwotę 274,6 tys. zł; [3] planowana w 2017 r. sprzedaż trzech EW (EW B., EW Ł. i EW M.), skutkująca dokonaniem odpisu aktualizacyjnego o wartości aktywów tych elektrowni na łączną kwotę 1 827,7 tys. zł. Natomiast dokonane na dzień 30 czerwca 2017 r. odpisy aktywów Spółki służących wytwarzaniu energii w ramach OZE stanowiły kwotę 68 000,0 tys. zł. Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, że ten odpis aktywów spowodowany był dalszym spadkiem cen świadectw pochodzenia energii wytworzonej w OZE, dalszymi zmianami stanu prawnego w obszarze OZE⁵⁷ oraz wzrostem stopy wolnej od ryzyka i kosztu kapitału dla farm wiatrowych.

(dowód: akta kontroli str. 605, 607-608)

W związku z Informacją Prezesa URE nr 19/2016 w sprawie prognoz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej na okres 15 lat, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy Prawo energetyczne, Spółka przekazała Prezesowi URE (przy piśmie z dnia 29 kwietnia 2016 r., tj. z zachowaniem wymaganego terminu) ankietę dotyczącą prognoz na okres 15 lat, zawierającą oczekiwane dane, tj.: wykaz posiadanych jednostek wytwórczych (instalacji), ich rodzaj (FW, EW), plany modernizacji istniejących jednostek wytwórczych, dane techniczno-ekonomiczne dotyczące modernizacji istniejących instalacji, wielkość produkcji elektrycznej brutto [w MWh], plany wycofania z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych. Dane te, w związku z wezwaniem Prezesa URE z dnia 24 stycznia 2017 r., zostały zweryfikowane i zaktualizowane, a następnie odesłane w dniu 25 stycznia 2017 r., tj. zachowaniem wymaganego terminu.

(dowód: akta kontroli str. 107-129)

Przedstawiciel Zarządu Spółki poinformował, że w kontrolowanym okresie nie miały miejsca zdarzenia, które mogłyby zostać zinterpretowane, jako ograniczenie prawa do przesylu w pierwszej kolejności energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

(dowód: akta kontroli str. 616)

Z punktu widzenia Spółki barierą hamującą wzrost ilości energii elektrycznej wytwarzanej w OZE była nadpodaż rynkowa świadectw pochodzenia i spadek ich cen. W ocenie Spółki prognozy dotyczące kształtowania się cen zielonych certyfikatów są „mało optymistyczne”, co ma bezpośrednie przełożenie na ograniczenie zainteresowania inwestorów wytwarzaniem energii w OZE. Niezależnie od powyższego, dużym problemem dla wzrostu ilości energii elektrycznej wytwarzanej w OZE, są bariery prawne i brak regulacji niezbędnych dla funkcjonowania klastrów energii oraz do osiągnięcia zakładanego przez Ministerstwo Energii pełnego bilansowania energetycznego regionów. Wśród barier prawnych przedstawiciel Zarządu Spółki wyróżnił: [1] ograniczenie liczby możliwych lokalizacji, w których można wybudować farmy wiatrowe po wejściu w życie z dniem 16 lipca 2016 r. ustawy o inwestycjach w farmy wiatrowe; [2] obowiązek płacenia, po wejściu w życie ustawy o inwestycjach w farmy wiatrowe, podatku od nieruchomości od wszystkich części turbin wiatrowych, tj. 2% od wartości fundamentu, transformatora, wieży, gondoli, łopat oraz przekładni, co skutkowało wzrostem

⁵⁶ W szczególności wejście w życie ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r., poz. 1148, ze zm.) oraz ustawy o inwestycjach w farmy wiatrowe.

⁵⁷ W szczególności poprzez wprowadzenie tzw. systemu aukcyjnego (art. 71 i nast. ustawy o OZE).

obciążeń podatkowych o ok. 17 mln zł rocznie⁵⁸; [3] utratę przez Spółkę przywileju nabywcy z urzędu i gwarantowanej ceny Prezesa URE, po której OSD był zobowiązany kupować energię wyprodukowaną w farmach wiatrowych, oraz przejście na ceny rynkowe lub zaproponowane przez OSD, co przyniesie trudne do oszacowania skutki finansowe; [4] wycofanie z systemu certyfikatów wsparcia dla EW o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW, co w przypadku Spółki przyniosło konsekwencje w postaci wyłączenia ze wsparcia pięciu EW (Pilchowice I, Otmuchów, Wały Śląskie, Rożnów oraz Czchów); [5] ograniczenie możliwości uczestniczenia w systemie aukcyjnym tych EW, w których stopień wykorzystania mocy jest mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok; [6] ponoszenie przez Spółkę prawie wszystkich kosztów utrzymania urządzeń piętrzących wodę przy znikomym udziale regionalnego zarządu gospodarki wodnej (Spółka ponosiła 99,0% tych kosztów); [7] likwidację zwolnienia energetyki wodnej z opłat za korzystanie z wody, wprowadzoną ustawą z dnia 20 lipca 2017 r. *Prawo wodne*⁵⁹, co spowoduje konieczność wnoszenia opłat za wodę wykorzystywaną na potrzeby energetyki wodnej (1,24 zł za MWh wyprodukowanej energii elektrycznej w obiekcie energetyki wodnej), [8] realizację zapisów art. 189 ust. 4 ww. *ustawy Prawo wodne*, w świetle których właściciel budowli piętrzącej o piętrzeniu powyżej 0,5 m jest obowiązany zapewnić prowadzenie badań i pomiarów umożliwiających ocenę stanu technicznego oraz stanu bezpieczeństwa budowli, co powoduje konieczność wydatkowania środków finansowych na zbudowanie sieci punktów piezometrycznych na budowlach piętrzących. Ponadto, według przedstawiciela Zarządu Spółki *ustawa Prawo wodne* z 20 lipca 2017 r. nie określa wystarczająco precyzyjnie zasad partycypacji w utrzymaniu urządzeń wodnych w sytuacji, gdy elektrownie wodne zaporowe spełniają także szczególną rolę w ochronie przeciwpowodziowej. Koszty bieżącego utrzymania, zużycie techniczne obiektów i urządzeń oraz wynikające z tego koszty remontowo-inwestycyjne wymagają bowiem zaangażowania znacznych środków finansowych, a Spółka nie otrzymuje z tego tytułu żadnej rekompensaty.

(dowód: akta kontroli str. 490, 617-621, 626-627)

1.3. Według stanu na dzień 1 stycznia 2015 r. Spółka była w posiadaniu 39 instalacji OZE, w tym 35 EW⁶⁰ oraz czterech FW⁶¹, o mocy zainstalowanej wynoszącej odpowiednio 136,860 MW oraz 182,750 MW (łącznie 319,610 MW). W wyniku inwestycji prowadzonych w latach 2015-2017 (do dnia 30 czerwca) na ośmiu obiektach moc zainstalowana została zwiększona o 23,991 MW⁶². Z dniem 14 czerwca 2016 r. zamknięto EW Bobrowice III o mocy zainstalowanej 0,126 MW⁶³.

Według stanu na dzień 31 października 2017 r. Spółka użytkowała 38 instalacji OZE, w tym 34 EW oraz cztery FW, o łącznej mocy zainstalowanej 343,475 MW.

Ilość energii wytworzonej z ww. instalacji⁶⁴ wyniosła 810 599,659 MWh w 2015 r. (315 557,713 MWh w EW i 495 041,946 MWh na FW), 826 023,180 MWh w 2016 r. (383 356,187 MWh w EW i 442 666,993 MWh na FW) – wzrost o 1,9%

⁵⁸ Przed wejściem w życie *ustawy o inwestycjach w farmy wiatrowe* podatek naliczany był wyłącznie od części budowlanej wiatraka, tj. 2% od wartości fundamentu i wieży każdej turbiny wiatrowej.

⁵⁹ Dz. U. z 2017 r., poz. 1566 - ustawa weszła w życie z dniem 1 stycznia 2018 r.

⁶⁰ Tj. Pilchowice I, Pilchowice II, Złotniki, Leśna, Wrzeszczyn, Bobrowice I, Bobrowice II, Bobrowice III, Bobrowice IV, Włodzice, Kraszewice, Olszna, Szklarska Poręba I, Szklarska Poręba II, Nysa, Kopin, Brzeg, Otmuchów, Turawa, Głębinów, Lubachów, Opolnica, Bystrzyca, Ławica, Wrocław I, Wrocław II, Wały Śląskie, Janowice, Marszowice, Rożnów, Czchów, Dąbie, Przewóz, Olcza, Kuźnica.

⁶¹ Tj. Lipniki, Zagórze, Marszewo, Wicko.

⁶² W tym na farmie wiatrowej Marszewo o 18 MW, a na siedmiu elektrowniach wodnych (Dąbie, Wrocław I, Otmuchów, Szklarska Poręba I, Szklarska Poręba II, Bobrowice I, Pilchowice I) o łącznie 5,991 MW.

⁶³ W instalacji tej wytworzono w 2015 r. 54,764 MWh energii elektrycznej.

⁶⁴ Energia elektryczna wytworzona, której składowymi jest ilość energii wprowadzonej do sieci Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne instalacji.

w porównaniu do 2015 r., oraz 475 333,161 MWh w I półroczu 2017 r. (227 617,297 MWh na EW i 247 715,864 MWh na FW).

(dowód: akta kontroli str. 4-31)

Według danych operacyjnych publikowanych przez Grupę Tauron udział energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w produkcji ogółem tej energii zmniejszył się i wynosił: 11,6% w 2014 r., 8,8% w 2015 r., 7,9% w 2016 r., 6,7% po trzech kwartałach 2017 r.⁶⁵.

(dowód: akta kontroli str. 103-106)

Zgodnie z posiadaną koncesją Spółka w okresie objętym kontrolą wytwarzała energię elektryczną wyłącznie w OZE, którą sprzedawano różnym odbiorcom zgodnie z zawartymi umowami sprzedaży. Spółka nie kupowała energii wytworzonej w OZE. W skontrolowanym okresie Spółka nie była zobowiązana do wnoszenia opłat zastępczych.

(dowód: akta kontroli str. 491, 698-699)

Spółka brała udział w trzech aukcjach, o których mowa w art. 71 (i następnych) *ustawy o OZE*. Mimo przejścia procedury przygotowawczej do udziału w aukcji⁶⁶, która miała miejsce w dniu 30 grudnia 2016 r., odstąpiono od złożenia ofert aukcyjnych z uwagi na niejasności interpretacyjne *ustawy o OZE* i rozporządzeń wykonawczych, m.in. w zakresie kalkulacji otrzymanego wsparcia. Według Spółki, konsekwencją złożenia nieprawidłowej kalkulacji mogłoby być wykluczenie z systemu aukcyjnego wraz z odpowiedzialnością karną Zarządu Spółki za złożenie nieprawdziwych oświadczeń. W wyniku aukcji przeprowadzonej w dniu 30 czerwca 2017 r. Spółka otrzymała wsparcie w łącznej wysokości 328,9 tys. zł⁶⁷. Aukcją przeprowadzoną w dniu 28 września 2017 r., jak również aukcje planowane do przeprowadzenia w dniach 2, 4 i 6 października 2017 r., Prezes URE anulował na podstawie informacji opublikowanej w dniu 30 września 2017 r.

(dowód: akta kontroli str. 169, 220-229)

Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, że korzystanie ze wsparcia w formie systemu aukcyjnego, o którym mowa w art. 71 (i następnych) *ustawy o OZE*, było ograniczone i obciążone dużym ryzykiem, gdyż: [1] do czasu wygrania aukcji inwestor nie miał żadnej gwarancji otrzymania wsparcia, co warunkowało opłacalność inwestycji w OZE; [2] ilość energii będącej przedmiotem aukcji ograniczono ustawowo⁶⁸; [3] częstotliwość przeprowadzania przez Prezesa URE aukcji jest trudna do przewidzenia⁶⁹. Dodatkowo, oceniając wsparcie w formie systemu aukcji, przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał na: [1] nieprecyzyjne zapisy *ustawy o OZE*, dotyczące funkcjonowania systemu aukcyjnego⁷⁰, gdzie dokonano wątpliwego podziału instalacji OZE na koszyki oraz wyznaczono ceny maksymalne dla poszczególnych technologii wytwarzania, co – w ocenie Spółki – preferuje niekonkurencyjne niektóre technologie wytwarzania, zamiast optymalizacji ekonomicznej poszczególnych technologii; [2] nadmierne sankcje finansowe

⁶⁵ Dane za: 2014 r. ogółem wytworzona energia elektryczna netto (dostarczona do sieci Operatora Systemu Dystrybucyjnego) 15,37 TWh, w tym ze źródeł odnawialnych 1,79 TWh; 2015 r. ogółem wytworzona energia elektryczna brutto 18,56 TWh, w tym ze źródeł odnawialnych 1,63 TWh; 2016 r. ogółem wytworzona energia elektryczna brutto 16,8 TWh, w tym ze źródeł odnawialnych 1,32 TWh; do dnia 30 września 2017 r. ogółem wytworzona energia elektryczna brutto 14,03 TWh, w tym ze źródeł odnawialnych 0,94 TWh.

⁶⁶ Polegających na: złożeniu deklaracji o przystąpieniu do aukcji dla EW Brzeg, Kraszewice, Wrocław II (zatwierdzonej przez URE); wpłaty wymaganej kaucji.

⁶⁷ Wsparcie za miesiące sierpień- październik 2017 r., dwóch EW o mocy odpowiednio 0,960 MW i 1,000 MW.

⁶⁸ M.in. ograniczenie wsparcia dla elektrowni wodnych o określonej mocy, za okres w którym nie otrzymano do czasu udziału w aukcji wsparcia.

⁶⁹ Zgodnie z art. 73 ust. 1 *ustawy o OZE* Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje nie rzadziej niż raz w roku.

⁷⁰ M.in. nie określono jednoznacznie sposobu kalkulacji otrzymanego wsparcia do dnia złożenia wymaganych oświadczeń aukcyjnych w zakresie otrzymanej pomocy publicznej (przychody ze sprzedaży praw majątkowych).

nałożone na producenta, w tym m.in. z tytułu niezrealizowania zobowiązań wynikających z wygranej aukcji, tzn. również z powodu zdarzeń niezależnych od producenta, np. awarii turbozespołu lub urządzeń wodnych, albo niekorzystnej sytuacji hydrologicznej.

(dowód: akta kontroli str. 220-229)

Przedstawiciel spółki obrotu (wchodzącej w skład Grupy Tauron i sprzedającej energię elektryczną wytworzoną przez Spółkę w OZE) poinformował, iż: [1] wolumen praw majątkowych z OZE (*zielonych certyfikatów*), które zakupiono, wynosił: w 2015 r. – 459 144,0 tys. zł (dotyczył 2 801,6 GWh energii, ze średnią ceną w przedziale od 147,84 zł (w IV kwartale) do 175,06 zł (w II kwartale); w 2016 r. – 327 068,0 tys. zł (dotyczył 2 956,6 GWh energii, ze średnią ceną w przedziale od 64,35 zł (w IV kwartale) do 143,53 zł (w II kwartale); w I półroczu 2017 r. – 150 453,5 tys. zł (dotyczył 1 507,2 GWh energii, ze średnią ceną w przedziale od 60,99 zł (w II kwartale) do 77,87 zł (w I kwartale); [2] w okresie objętym kontrolą Spółka posiadała pięć umów długoterminowych na sprzedaż praw majątkowych do świadectw, z których: w przypadku dwóch dokonano zmiany warunków handlowych (uzgodnionych przez strony w formie aneksów), do dnia 28 lutego 2017 r. obowiązywały trzy umowy, które zostały rozwiązane po zakończeniu, przewidzianych w kontrakcie, negocjacji warunków handlowych, a to w wyniku braku porozumienia co do uzgodnienia nowych warunków współpracy, przy czym kontrahenci rozwiązanych umów nie zgłaszali roszczeń wobec spółki obrotu; [3] w latach 2015-2016 spółka obrotu wykonała w całości ustawowy obowiązek poprzez umorzenie świadectw pochodzenia, będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE, bez uiszczania opłaty zastępczej.

(dowód: akta kontroli str. 100-102, 690-691, 696)

Inna spółka obrotu energią wytworzoną w OZE (również wchodząca w skład grupy kapitałowej Tauron) poinformowała, że w latach 2009-2010 zawarto umowy długoterminowe (na ok. 15 lat) na zakup energii elektrycznej wytworzonej w OZE (farmy wiatrowe) oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (*zielone certyfikaty*) z 12 podmiotami należącymi do trzech grup kapitałowych. Po bezskutecznych renegocjacjach warunków umownych, prowadzonych od 2012 r. w oparciu o klauzule adaptacyjne w związku ze znacznym spadkiem cen rynkowych w stosunku do cen ustalonych w umowach, w maju 2015 r. rozwiązano umowy z sześcioma podmiotami⁷¹. W rezultacie wszczęte zostały 24 postępowania zabezpieczające, dotyczące przedmiotu sporu, o łącznej wartości ok. 2 852,2 mln zł. Pozew sądowy złożyły cztery podmioty z żądaniem zapłaty odszkodowań w łącznej wysokości 129,9 mln zł oraz o ustalenie odpowiedzialności za szkody mogące powstać w przyszłości, a wynikające z czynów niedozwolonych o wartości oszacowanej na 1 119,3 mln zł.

(dowód: akta kontroli str. 703-710)

Ustalona
nieprawidłowość

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

Dziesięć sprawozdań miesięcznych G-10.m o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, przekazanych zostało ARE z opóźnieniem wynoszącym jeden dzień roboczy w stosunku do

⁷¹ Z uwagi na rynkowy spadek cen zielonych certyfikatów (z kwoty 226,51 zł w listopadzie 2012 r. do 130,31 zł w lutym 2013 r.), spółka obrotu zwróciła się do kontrahentów o renegocjację warunków umów, którzy odmówili zmiany formuły cenowej. Spółka obrotu, korzystając z zawartych w umowach klauzul adaptacyjnych, których celem było zachowanie równowagi kontraktowej stron w zakresie zmienności cen w okresie obowiązywania umowy, wezwała w styczniu 2015 r. kontrahentów do usunięcia rażącego naruszenia prawa, polegającego na niepodejmowaniu przez nich działań renegocjacyjnych przewidzianych w umowach. Wobec niepodjęcia renegocjacji, spółka obrotu złożyła oświadczenia o wypowiedzeniu wspomnianych sześciu umów, które przestały obowiązywać od czerwca 2015 r.

wymaganego terminu (do 10 dnia kalendarzowego następnego miesiąca). Nieprawidłowość ta dotyczyła dwóch okresów sprawozdawczych, tj. marca 2015 r. (pięć sprawozdań) oraz września 2016 r. (pięć sprawozdań).

Przedstawiciel Zarządu Spółki wyjaśnił, iż „nie jest możliwe wskazanie przyczyn tych opóźnień. Mając jednak na uwadze wieloletnią praktykę w składaniu tych dokumentów, (...) przyczyną mogły być opóźnienia w dostępie do kompletnych i uzgodnionych danych wymaganych do złożenia sprawozdania i złożenie ich w dniu następnym w celu uniknięcia późniejszych ewentualnych korekt tych sprawozdań. Złożenie tych sprawozdań w dniu następnym po wskazanym przez ARE terminie nie wiąże się z negatywnymi skutkami dla Spółki, w szczególności z negatywnymi skutkami finansowymi”.

W ocenie NIK wynikający z przepisów prawa obowiązek przedkładania ARE przedmiotowych sprawozdań ma wiążący charakter i powinien być realizowany terminowo bez względu na brak negatywnych konsekwencji dla Spółki, nawet w przypadku nieznacznego przekroczenia terminów.

Ocena cząstkowa

W okresie objętym kontrolą Spółka przekazywała poprawne informacje o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w OZE z wykorzystaniem 35 elektrowni wodnych (34 od 2016 r.) i czterech farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 343,475 MW. Sposób pozyskiwania przez Spółkę informacji źródłowych o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci przez OSD zapewniał, w ocenie NIK, wiarygodność danych przekazywanych ARE. Niemniej, w przypadku 10 miesięcznych sprawozdań G-10.m z tego zakresu miało miejsce nieznaczne przekroczenie terminu ich przekazania, co wynikało z zaniedbania.

Spółka podejmowała działania inwestycyjne związane z modernizacją istniejących oraz budową nowych źródeł wytwórczych wydatkując na ten cel 37 426,8 tys. zł w 2015 r. oraz 19 790,2 tys. zł w 2016 r., co przyniosło efekt w postaci zwiększenia mocy zainstalowanej w OZE o 23,991 MW i w rezultacie zwiększenia w I półroczu 2017 r. (w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r.) ilości wyprodukowanej energii elektrycznej, tj. o 21,9% z EW i o 16,1% z FW.

Realizując *Strategię z 2016 r.*, przewidującą dla Grupy Tauron – w związku z niekorzystnymi warunkami rynkowymi i prawnymi – działania oszczędnościowe w obszarze dotyczącym OZE, polegające na sprzedaży nierentownych elektrowni lub ich likwidację poprzez wygaszenie działalności, Spółka zlikwidowała w 2016 r. jedną EW o mocy zainstalowanej 0,126 MW oraz postanowiła o sprzedaży lub likwidacji w latach 2017-2018 trzech funkcjonujących EW o łącznej mocy zainstalowanej 1,091 MW. W ocenie NIK, argumentacja o ich nieopłacalności ekonomicznej znajduje potwierdzenie w przypadku EW zlikwidowanej w 2016 r. ze względu na zaistniałą zmianę warunków technicznych jej eksploatacji po wybudowaniu nowej elektrowni na tym samym jazie piętrzącym. Natomiast ta sama argumentacja nie znajduje w pełni potwierdzenia w odniesieniu do trzech pozostałych, funkcjonujących EW, które zamierza się sprzedać bądź zlikwidować. W sporządzonych w październiku 2017 r. operatach szacunkowych dla tych obiektów nie rekomendowano bowiem ich sprzedaży czy likwidacji, przywołując argument o dostatecznym lub dobrym stanie technicznym, oraz o możliwej ich eksploatacji na granicy opłacalności. Należy jednocześnie zauważyć, że ewentualna likwidacja tych trzech EW skutkować będzie w kolejnych latach spadkiem wielkości produkcji energii elektrycznej w OZE, co może wpłynąć na niewypełnienie postanowień KPD w zakresie osiągnięcia wskaźnika produkcji energii z OZE, w sytuacji gdy Spółka nie przewiduje działań, które miałyby zrekomensować utratę mocy zainstalowanej.

2. Pomoc na rozwój OZE

W latach 2015-2017 (I półrocze) Spółka dwukrotnie samodzielnie występowała o środki pomocowe na rozwój OZE.

2.1. Wniosek do Dolnośląskiej Instytucji Pośredniczącej na Projekt zarządzania elektrownią hybrydową, przewidziany do dofinansowania w ramach RPO WD 2014-2020 - oś priorytetowa 3. Gospodarka niskoemisyjna, działanie 3.1 Produkcja i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych - wnioskowana kwota dotacji 2 266,8 tys. zł. W trakcie aplikowania Spółka zrezygnowała z realizacji tego Projektu.

Planowanym produktem końcowym Projektu zarządzania elektrownią hybrydową było zrealizowanie do października 2018 r. przedsięwzięcia obejmującego: [1] elektrownię hybrydową z instalacją fotowoltaiczną (polikrystaliczne i cienkowarstwowe technologie paneli PV) o mocy około 100 kW, zlokalizowaną przy EW Opolnica (o mocy 0,310 MW); [2] dostosowanie układu technologicznego do warunków pracy w układzie hybrydowym z magazynem energii, w tym m.in. sterowanie źródłami energii, celem maksymalizacji wykorzystania źródeł, oraz badanie wpływu układu hybrydowego na sieć elektroenergetyczną pod kątem jej stabilności i jakości energii elektrycznej.

(dowód: akta kontroli str.32-36)

Występując w dniu 30 czerwca 2015 r. do Komitetu Oceny Projektów Tauron Polska Energia SA o zatwierdzenie Projektu zarządzania elektrownią hybrydową, Spółka oszacowała wysokość związanego z nim budżetu na kwotę 2 290 000 zł (netto), którą planowano pozyskać ze środków własnych Spółki oraz z dotacji z NCBiR (działanie 1.1 Projekty B+R przedsiębiorstw, poddziałanie 1.1.1 Badania przemysłowe i rozwojowe realizowane przez przedsiębiorstwa) w ramach tzw. szybkiej ścieżki w konkursie, który planowano przeprowadzić w IV kwartale 2015 r. Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, iż Spółka nie aplikowała o dofinansowanie ww. projektu, gdyż w czasie trwania konkursu nie było jeszcze opracowanej koncepcji (uzyskano ją w marcu 2016 r.), co nie pozwalało zdefiniować zakresu projektu i kosztów jego realizacji. Ponadto, nie uzyskano decyzji administracyjnej z Urzędu Miasta i Gminy Bardo o przekwalifikowaniu terenów, na których planowano montaż modułów fotowoltaicznych (na terenie EW Opolnica) w związku z trwającymi pracami w zakresie zagospodarowania przestrzennego.

(dowód: akta kontroli str. 32-36, 40-43, 69-71, 81-83)

W dniu 9 października 2015 r. zlecono Politechnice Wrocławskiej opracowanie koncepcji związanej z realizacją Projektu zarządzania elektrownią hybrydową za wynagrodzeniem 48 000 zł netto, którą przekazano Spółce w dniu 7 marca 2016 r.

(dowód: akta kontroli str. 32-36, 72-80, 170-193, 202-219)

W dniu 29 kwietnia 2016 r. Spółka zleciła firmie G. z Wrocławia⁷² wykonanie operatu hydrologiczno-geodezyjnego dot. działek 45/3 i 45/4 przy EW Opolnica, na których miał być realizowany Projekt zarządzania elektrownią hybrydową. Oczekiwany efektem tego opracowania była informacja o prawdopodobieństwie wystąpienia na wskazanych działkach stanu wód o wysokości 0,2 m, 0,5 m, 1,5 m zalania, oraz wykonanie wykresu zależności prawdopodobieństwa od wysokości zalania charakterystycznego przekroju. Wskazane w ww. zleceniu informacje były w posiadaniu Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej we Wrocławiu, m.in. udostępnione na stronach www⁷³.

⁷² Zlecenie nr 7/2016 o wartości netto 12 500 zł z terminem realizacji do dnia 30 maja 2016 r.

⁷³ [https://wroclaw.rzgw.gov.pl/pl/articles/3/784/Mapy_zagrozenia_powodziowego_\(MZIP\),_mapy_ryzyka_powodziowego_\(MRP\),_plany_zarzadzania_ryzykiem_powodziowym_\(PZRP\)/784/Mapy_zagrozenia_powodziowego_\(MZIP\),_mapy_ryzyka_powodz](https://wroclaw.rzgw.gov.pl/pl/articles/3/784/Mapy_zagrozenia_powodziowego_(MZIP),_mapy_ryzyka_powodziowego_(MRP),_plany_zarzadzania_ryzykiem_powodziowym_(PZRP)/784/Mapy_zagrozenia_powodziowego_(MZIP),_mapy_ryzyka_powodz)

Na podstawie zlecenia z dnia 15 marca 2016 r. firma P. z Wrocławia przygotowała, za wynagrodzeniem w wysokości 5 900 zł netto, wniosek do Dolnośląskiej Instytucji Pośredniczącej dotyczący konkursu na dofinansowanie *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową* w ramach RPO WD 2014-2020⁷⁴. W dniu 14 lipca 2016 r. Dolnośląska Instytucja Pośrednicząca zwróciła się o uzupełnienie tego wniosku, ze względu na jego niezgodność z instrukcją⁷⁵, a następnie pismem z dnia 26 lipca 2016 r. wskazała, iż zmiana mocy na 20 kW będzie na tyle istotna, iż skutkować będzie odrzuceniem wniosku. Z kolei pismem z dnia 25 sierpnia 2016 r. poinformowano Spółkę o pozostawieniu wniosku bez rozpatrzenia. Uchwałą Zarządu Spółki z dnia 14 lutego 2017 r. zatwierdzono zamknięcie *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową*. Związane z nim nakłady Spółki wyniosły łącznie 70 865 zł, z tego 48 000 zł za opracowanie koncepcji; 12 500 zł za wykonanie operatów geodezyjnych; 5 900 zł za sporządzenie dokumentacji aplikacyjnej, 4 000 zł za ekspertyzę stanu technicznego konstrukcji dachu EW Opolnica i 465 zł z tytułu opłat urzędowych i administracyjnych.

(dowód: akta kontroli str. 32-36, 40-43, 48-49, 53-61)

2.2. W dniu 20 stycznia 2017 r. złożony został wniosek do NCBiR, w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, Działanie 1.2 Sektorowe programy B+R, o dotację w wysokości 6 115 446,42 zł na projekt pn. *Opracowanie platformy pozwalającej na zagregowanie potencjału wytwórczego i regulacyjnego rozproszonych źródeł energii odnawialnej i zasobników energii oraz wybranych kategorii odbiorów sterowalnych*.

W dniu 28 sierpnia 2017 r. Spółka zawarła z NCBiR umowę o dofinansowanie ww. projektu, w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, ustalając jego całkowity koszt na 10 280,8 tys. zł (koszty kwalifikowane), w tym 8 012,6 tys. zł na badania przemysłowe i 2 268,2 tys. zł na prace rozwojowe. Przyznane zostało dofinansowanie w wysokości 6 115,4 tys. zł (59% wydatków kwalifikowanych poniesionych w okresie od dnia 1 lipca 2017 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.). Ustalono także, że wnioski o płatność należy składać poprzez system SL2014, co najmniej raz na trzy miesiące.

W wyniku realizacji przedmiotowego projektu, Spółka ma uzyskać rozwiązanie informatyczne w postaci platformy EW, umożliwiające tworzenie nowych usług oraz zapewniające wsparcie dla tworzonych klastrów energetycznych. Zakres przedmiotowy projektu obejmował infrastrukturę EW Lubachów, tj. m.in.: dostosowanie turbozespołów wraz z infrastrukturą towarzyszącą - nakłady w kwocie 2 265,0 tys. zł; zakup i montaż zasobnika energii o mocy 500 kW i pojemności 500 kW - nakłady w kwocie 3 467,2 tys. zł; zakup i montaż systemu monitorowania parametrów sieci (system monitorowania parametrów EW) – nakłady w wysokości 500,0 tys. zł; prace rozwojowe nad EW – nakłady w kwocie 2 268,2 tys. zł. Do dnia 26 listopada 2017 r. Spółka nie złożyła żadnego wniosku o płatność z tytułu realizacji powyższego projektu, poniesiono jedynie wydatki z tytułu wynagrodzeń pracowników uczestniczących w projekcie (151,0 tys. zł) oraz z tytułu kosztów amortyzacji środków trwałych (5,8 tys. zł)⁷⁶.

(dowód: akta kontroli str. 37-39, 199)

[iowego \(MRP\), plany zarządzania ryzykiem powodziowym \(PZRP\);](http://www.isok.gov.pl/pl/mapy-zagrozenia-powodziowego-i-mapy-ryzyka-powodziowego)
[http://www.isok.gov.pl/pl/mapy-zagrozenia-powodziowego-i-mapy-ryzyka-powodziowego ; http://mapy.isok.gov.pl/imap/](http://mapy.isok.gov.pl/imap/)

[http://www.isok.gov.pl/pl/mapy-zagrozenia-](http://www.isok.gov.pl/pl/mapy-zagrozenia-powodziowego-i-mapy-ryzyka-powodziowego)

⁷⁴ Dzierżawa terenu (zbyt kosztowna); zmiana lokalizacji (przy innej EW) – brak terenu spełniającego warunki wg analizy przeprowadzonej w dniu 16 sierpnia 2016 r.; ewentualnie na dachu EW Opolnica skutkujące zmniejszeniem mocy (do 20 kW).

⁷⁵ Wskazanie w części A pkt 13 (*Ocena występowania pomocy publicznej/ pomocy de minimis*) B3 Poprawność wypełnienia wniosku (w 12 zakresach oraz wskazano obowiązek wypełnienia *Karty weryfikacyjnej do kryterium Poprawność wypełnienia złożonego wniosku w zakresie wpływu na środowisko i/na obszary Natura 2000*) B10 *Kwalifikowalność wydatków w ramach projektu* (m.in. usunąć wydatki na ogrodzenie i oświetlenie z kwalifikowanych).

⁷⁶ Dane za okres od lipca do października 2017 r.

2.3. Spółka, jako członek Grupy Tauron, uczestniczyła w realizacji projektu pn. *Model funkcjonowania energetyki rozproszonej 2.0 samobilansujące się obszary sieci elektroenergetycznej*, w przypadku którego wnioskowana kwota dotacji wyniosła 502 423,51 zł. Do dnia 10 listopada 2017 r. umowa w tej sprawie nie została podpisana.

(dowód: akta kontroli str. 702)

Spółka nie występowała w badanym okresie o wsparcie finansowe inwestycji w OZE, ukierunkowanych na zwiększenie produkcji energii z OZE (realizacji celu aktualnego KPD)⁷⁷, tj.: [1] ze środków publicznych, w tym unijnych w ramach finansowania Programu Operacyjnego *Infrastruktura i Środowisko* oraz regionalnych programów operacyjnych (np. Oś priorytetowa III *Gospodarka niskoemisyjna Działanie 3.1 Produkcja i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych*, gdzie wspomagano projekty dotyczące budowy i przebudowy infrastruktury służącej do produkcji energii ze źródeł odnawialnych); [2] ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Przedstawiciel Zarządu Spółki wskazał, że *Spółka nie prowadzi żadnych projektów, których celem jest wzrost mocy w energetyce odnawialnej, a więc nie może się starać o ich dofinansowanie. Znamy również potencjalne lokalizacje dla nowych elektrowni wodnych. Nie możemy jednak potwierdzić tego żadnymi dokumentami, ponieważ w obecnej sytuacji nie przygotowujemy żadnych projektów i ich nie planujemy. Ponadto wskazał, iż głównym zadaniem i celem Spółki jest zapewnienie wzrostu Grupy Tauron poprzez racjonalne, ekonomicznie uzasadnione projekty inwestycyjne, prowadzące do wzrostu możliwości produkcyjnych. Osiągnięcie tego celu wymaga realizacji projektów, które w momencie podejmowania decyzji gwarantują zwrot poniesionych wydatków w okresie krótszym niż 10 lat. Jest to bardzo istotne, gdyż zwrot nakładów umożliwia uruchamianie kolejnych projektów, czyli kontynuację działalności inwestycyjnej. Głównym kierunkiem inwestowania Spółki jest zwiększanie mocy w odnawialnych źródłach energii, poprzez budowę nowych lub modernizację istniejących instalacji, produkujących energię z energii wody, wiatru i słońca. Z biznesowego punktu widzenia są to inwestycje bardzo kapitałochłonne, więc aby zachęcić inwestorów państwa Unii Europejskiej udzielają wsparcia tak, aby zmniejszyć czas zwrotu nakładów, a tym samym zmniejszyć ryzyka biznesowe. W latach 2005-2015 Spółka wydała na inwestycje i modernizacje około 1 250 mln zł, z czego około 250 mln zł na modernizację elektrowni wodnych i około 1 miliarda złotych na budowę farm wiatrowych, co dało ponad 200 MW przyrostu mocy w OZE. Modernizacja elektrowni wodnych objęła głównie wymianę turbin, co przełożyło się na wzrost mocy o ponad 10 MW oraz automatyzację pracy elektrowni zbiornikowych odpowiedzialnych za produkcję około 80% energii z wody. W tym okresie wsparcie dla inwestorów i producentów energii odnawialnej wynosiło ponad 300 zł/MWh, a okres zwrotu dla inwestycji w farmy wiatrowe wynosił 8-9 lat. Począwszy od 2015 r. sytuacja inwestorów i producentów w energetyce odnawialnej dramatycznie się zmieniła. Źródłem problemów była bardzo wysoka nadwyżka zielonych certyfikatów, która doprowadziła do zmniejszenia ich ceny o 90%. W konsekwencji jakiegokolwiek inwestycje straciły swój sens biznesowy, a okres zwrotu nakładów na farmy wiatrowe wzrósł do poziomu powyżej 20 lat, a w przypadku FW Lipniki nawet 27 lat. Każda kolejna zmiana prawa w zakresie wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej, zamiast poprawić sytuację, pogłębiała problemy tych, co zainwestowali w rozwój OZE, licząc na stabilne warunki, o których mówi między innymi KPD. W konsekwencji powyższych zmian w latach 2005-2015*

⁷⁷ Dyrektor RZGW we Wrocławiu zarządzeniem z dnia 1 marca 2016 r. (nr 0230/9/2016) określił zasady udostępniania obiektów piętrzących i nieruchomości gruntowych będących w trwałym zarządzie RZGW we Wrocławiu na cele energetyki wodnej - wskazując w nim 33 obiekty.

Spółka musiała dwukrotnie dokonać odpisu aktualizującego wartość majątku powstałego w wyniku zainwestowania 1 250 mln zł. Zmiany w prawie i spadek cen zielonych certyfikatów dotknęły również energetykę wodną. Część małych elektrowni wodnych przestała być rentowna i generuje stratę, a niektóre mają ujemne cash flow. Na razie dotyczy to 3 EW. W kluczowych EW Spółki przeprowadzono modernizację polegającą na wymianie turbin. W wyniku prac modernizacyjnych zwiększona została moc tych elektrowni, co doprowadziło do przekroczenia 5 MW mocy na niektórych z nich (łączny wzrost mocy we wszystkich Elektrowniach wodnych przekroczył 10 MW). Działanie racjonalne z punktu widzenia biznesowego, wspierające realizację KPD zakończyło się dla Spółki utratą 9 mln zł przychodów w 2017 r. Przyczyną takiego spadku przychodów było wprowadzenie obowiązującej od 1 stycznia 2016 r. zmiany likwidującej wsparcie dla EW o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW. W wyniku opisanych zmian i zbliżania się do końca okresu wsparcia dla energetyki wodnej, który nastąpi 30 września 2020 r., nastąpiła zmiana w strategii Spółki na lata 2016-2025. Podstawowym celem zmienionej strategii jest bycie gotowym do rentownego wzrostu poprzez realizację projektów o okresie zwrotu nakładów krótszym niż 10 lat, przy jednoczesnym poszukiwaniu nowych kierunków aktywności, poprzez realizację projektów badawczo-rozwojowych, które umożliwią osiągnięcie w 2025 r. 25% przychodów z nowych biznesów. Dopóki rozwiązania systemowe nie ulegną zmianie, inwestycje w energetykę odnawialną nie mają żadnego sensu biznesowego, są nieracjonalne i mogą zagrozić dalszemu funkcjonowaniu Spółki.

(dowód: akta kontroli str. 220-229)

Ustalona
nieprawidłowość

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

Zarząd Spółki w okresie od 7 kwietnia 2015 r. do 29 kwietnia 2016 r. podejmował działania związane z przygotowaniem do realizacji *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową*, polegające m.in. na zleceniu: opracowania koncepcji przez Politechnikę Wrocławską, sporządzenia przez prywatną firmę wniosku do Dolnośląskiej Instytucji Pośredniczącej na konkurs na dofinansowanie w ramach RPO WD 2014-2020, wykonania operatu hydrologiczno-geodezyjnego dotyczącego działek, na których miał być realizowany *Projekt zarządzania elektrownią hybrydową*, wydając w związku z tym w sumie 66 400 zł (netto) bez wcześniejszego rozeznania stanu prawnego, w świetle którego realizacja przedmiotowego *Projektu* okazała się ostatecznie niemożliwa. Teren na którym zamierzano realizować *Projekt zarządzania elektrownią hybrydową* zlokalizowany był bowiem na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią i w związku z tym, w świetle zapisów art. 88l ust. 1 ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. *Prawo wodne*⁷⁸, zabronione było wykonywanie robót oraz czynności utrudniających ochronę przed powodzią lub zwiększających zagrożenie powodziowe. Przy czym decyzję Dyrektora Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej we Wrocławiu, ostatecznie rozstrzygającą sprawę i odmawiającą zwolnienia z ww. zakazów⁷⁹, co w praktyce oznaczało brak możliwości prawnej realizacji *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową*, uzyskano dopiero w dniu 7 lipca 2016 r, a więc po poniesieniu kwestionowanych wydatków.

W tej sytuacji nie można uznać argumentów wskazanych w wyjaśnieniach przedstawiciela Zarządu Spółki, że wydatkowanie środków finansowych na przygotowanie do realizacji *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową* bez

⁷⁸ Dz. U. z 2015 r., poz. 469, ze zm.

⁷⁹ Wydaną w ramach przysługujących mu uprawnień wynikających z art. 88l ust. 2 ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. *Prawo wodne*.

wcześniejszej analizie prawnej w zakresie możliwości przewidywanej lokalizacji było uzasadnione dla rozeznania merytorycznej możliwości realizacji tego *Projektu*, czy uszczegółowienia ryzyka związanego z zalaniem terenów planowanej inwestycji. Ostatecznie bowiem działania te i wydatki z nimi związane okazały się niepotrzebne. Takie działanie nie spełnia kryterium gospodarności.

(dowód: akta kontroli str. 32-36, 44-47, 64-68, 170-193, 194-195, 202-219)

Ocena częściowa

W kontrolowanym okresie Spółka dwukrotnie występowała z wnioskami o środki pomocowe na realizację inwestycji związanych z OZE. Jej wniosek z 2015 r., dotyczący *Projektu zarządzania elektrownią hybrydową*, planowanego do realizacji za kwotę 2 266,8 tys. zł w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego, został jednakże ostatecznie pozostawiony bez rozpatrzenia ze względu na to, że Spółka nie złożyła poprawionego/uzupełnionego wniosku o dofinansowanie we wskazanym terminie. Ponadto, w trakcie przygotowania tego *Projektu* nie rozpoznano stanu prawnego dotyczącego możliwości lokalizacji takiej inwestycji na terenach szczególnie zagrożonych powodzią, co ostatecznie przyniosło konsekwencje w postaci wydatkowania 66 400 zł na nieprzydatne opracowania i wniosek o dofinansowanie. Natomiast działania Spółki w zakresie uzyskania z NCBiR dofinansowania w kwocie 6 115,4 tys. zł na realizację projektu pn. *Opracowanie platformy pozwalającej na zagregowanie potencjału wytwórczego i regulacyjnego rozproszonych źródeł energii odnawialnej i zasobników energii oraz wybranych kategorii odbiorów sterowalnych*, zakończyły się pomyślnie podpisaniem w sierpniu 2017 r. umowy przewidującej realizacją wydatków w łącznej wysokości 10 280,8 tys. zł (koszty kwalifikowane) do dnia 31 grudnia 2020 r.

W czasie kontroli w listopadzie 2017 r. kontynuowano działania dla pozyskania w ramach Grupy Tauron dofinansowania w kwocie 502,4 tys. zł na realizację projektu *Model funkcjonowania energetyki rozproszonej 2.0 samobilansujące się obszary sieci elektroenergetycznej*.

IV. Uwagi i wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o *Najwyższej Izbie Kontroli*⁸⁰ (dalej: „ustawa o NIK”), wnosi o:

1. Podjęcie, w ramach Grupy Tauron, działań na rzecz zwiększenia produkcji energii elektrycznej w OZE przy wykorzystaniu dostępnych środków pomocowych, w tym w celu rekompensaty spadku tej produkcji wynikającej ze sprzedaży lub likwidacji trzech elektrowni wodnych, celem osiągnięcia wskaźnika produkcji energii z OZE przewidzianego w *Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*.
2. Zapewnienie terminowego przekazywania Agencji Rynku Energii S.A. sprawozdań dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 54 *ustawy o NIK* kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia

⁸⁰ Dz. U. z 2017 r., poz. 524.

pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Delegatury NIK we Wrocławiu.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

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

Wrocław, dnia 15 stycznia 2018 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura we Wrocławiu
Dyrektor

.....
podpis