



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Krakowie

LKR – 410.024.02.2017

P/17/020

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Krakowie

ul. Łobzowska 67, 30-038 Kraków

T +48 12 342 34 00, F +48 12 342 34 44

lkr@nik.gov.pl

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/17/020 – Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii ¹
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Krakowie
Kontroler	Julian Czekaj, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LKR/185/2017 z dnia 26.09.2017 r. (dowód: akta kontroli str. 1-2)
Jednostka kontrolowana	Tauron Dystrybucja S.A. w Krakowie, ul. Jasnogórska 11, 31-358 Kraków, zwana w dalszej części Tauron lub Spółka.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Robert Zasina, Prezes Zarządu. (dowód: akta kontroli str. 3)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność Tauron Dystrybucja S.A. w zakresie rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii.

Spółka sporządzała i uaktualniała plany rozwoju, terminowo przekazując je do uzgodnienia Prezesowi URE. W przedsiębiorstwie opracowano prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne³. Tauron przedkładał Prezesowi URE coroczne sprawozdania z realizacji planu rozwoju według ustalonych wzorów.

NIK pozytywnie ocenia działania Spółki w zakresie przyłączania nowych OZE do sieci dystrybucyjnej. Spółka udostępniała prosumentom na stronie internetowej procedury i wymagania techniczne obejmujące przyłączanie nowych źródeł, a także, zatwierdzone przez Prezesa URE, taryfy opłat za pobieraną i dostarczaną energię. Wnioski i zgłoszenia przyłączenia do sieci po podpisaniu umów były realizowane w terminach określonych ustawą Prawo energetyczne. Przyłączenia źródeł OZE do sieci dystrybucyjnej realizowane były na zasadzie pierwszeństwa. Odmowy przyłączania nowych źródeł OZE, po uzgodnieniach z Polskimi Sieciami Energetycznym, były uzasadnione warunkami technicznymi i ekonomicznymi wynikającymi głównie z wymogów zachowania bezpiecznej pracy sieci i systemu elektroenergetycznego.

W latach 2015 do 30 czerwca 2017 złożono 6.092 wnioski o przyłączenie OZE do sieci dystrybucyjnej, w tym 6.794 (98,4%) wniosków dotyczyło instalacji fotowoltaicznych a 58 – instalacji wiatrowych. W I półroczu 2017 r. Spółka wykazała brak przyłączenia mocy instalacji wiatrowych (w 2016 r. 13.970 kW), wodnych i biogazowych przy wzroście o 286% mocy przyłączeniowych instalacji fotowoltaicznych (z 3.430 kW do 9.804 kW). W ocenie NIK, na ograniczenia rozwoju tych źródeł na korzyść instalacji fotowoltaicznych miały wpływ nowe uregulowania ustawowe dotyczące m.in. instalacji wiatrowych.

NIK ocenia pozytywnie korzystanie przez Spółkę ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. W latach 2016 do 30 czerwca 2017 Tauron podpisała m.in. 19 umów o łącznej wartości 198.168,7 tys. zł obejmujących m.in. modernizację i rozbudowę

¹ Okres objęty kontrolą 2015 – I półrocze 2017.

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 objaśnienie

³ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220 ze zm.).

sieci średniego i niskiego napięcia umożliwiających poprawę ciągłości dostaw energii i zwiększenie możliwości przyłączeniowych nowych jednostek OZE.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Działania przedsiębiorstwa w zakresie planowania przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnej.

Opis stanu
faktycznego

Według pisma Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), w dniu 13 września 2013 r. Tauron przedłożył do uzgodnienia projekt „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2014-2019”. Prezes URE pismem z dnia 21 stycznia 2014 r. uznał przedłożony projekt za uzgodniony.

Według projektu „Planu rozwoju...” głównym celem Spółki było dostarczanie energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. Dla zapewnienia pokrycia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną niezbędne było prowadzenie stałego monitoringu stanu sieci dystrybucyjnej, modernizacja i odtwarzanie sieci oraz podejmowanie działań rozwojowych. Dokument opracowano, uwzględniając: założenia przekazane przez URE w liście planistycznym, obowiązujące przepisy prawa oraz założenia obowiązujące przy opracowaniu taryfy jakościowych dostaw energii elektrycznej. Ponadto wzięto pod uwagę:

- potrzeby modernizacji sieci średnich i niskich napięć oraz opomiarowania,
- potrzeby wynikające z eliminowania zagrożeń ekologicznych, a także potrzeby integracji i wdrożenia systemów zarządzania w Spółce (systemów: SCADA, pomiarowych, zarządzania majątkiem sieciowym) oraz niezbędną rozbudowę sieci informatycznych i telekomunikacyjnych.

(dowód: akta kontroli-str. 4-22)

Pismem z dnia 8 lutego 2017 r. Prezes URE uznał za uzgodniony projekt „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2017-2022”, przedłożony przez Tauron w dniu 31 marca 2016 r.

W uzasadnieniach ww. uzgodnień URE podkreślił m.in., że przyjęty poziom nakładów inwestycyjnych do projekcji przychodów nie ogranicza dynamiki inwestycyjnej Spółki w majątek dystrybucyjny lecz dalsze jej zwiększanie musi być realizowane z innych źródeł niż poprzez podnoszenie stawek opłat.

Prezes URE zwrócił się do właściwych miejscowo zarządów województw o wydanie opinii dotyczącej obu wymienionych projektów planów. W 2013 r. zarządy województw świętokrzyskiego i małopolskiego wydały opinię pozytywną, zarządy województw dolnośląskiego, lubuskiego, łódzkiego, opolskiego, podkarpackiego, śląskiego i wielkopolskiego nie przedstawiły takiej opinii w ustawowym terminie.

W 2016 r. (w stosunku do uaktualnionego planu) tylko Zarząd Województwa Świętokrzyskiego wydał opinię pozytywną, a zarządy pozostałych jednostek administracyjnych nie odniosły się do ww. planu w ustawowym terminie, co zgodnie z postanowieniem art. 23, ust. 4 Prawa energetycznego było jednoznaczne z wydaniem opinii pozytywnej.

(dowód: akta kontroli-str. 23-28)

„Plan rozwoju na lata 2017-2022” stanowił uaktualnienie planu na lata 2014-2019. Opracowano go, uwzględniając:

- cele określone w dokumencie URE „Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”,
- obowiązujące przepisy prawa,
- „Politykę energetyczną Polski do roku 2030” z uwzględnieniem projektu „Polityki energetycznej Polski do 2050 r.”,
- założenia obowiązujące przy opracowaniu taryfy na 2016 r. oraz założenia makroekonomiczne stosowane w Tauron Dystrybucja.

W obu projektach uwzględniono plany zagospodarowania przestrzennego województw, miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz plany zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Największe wyzwania określone w „Planie rozwoju na lata 2014-2019” dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) to: intensywny rozwój OZE, energetyka prosumencka, wdrożenie inteligentnego opomiarowania i budowa inteligentnych sieci oraz ciągła poprawa świadczonych usług. W „Planie rozwoju na lata 2017-2022” dodano ponadto zadanie poprawy niezawodności dostaw energii elektrycznej, a zadanie *intensywnego rozwoju OZE* zastąpiono zadaniem *wspierania rozwoju OZE*. Projekt podkreślał jednocześnie ograniczone możliwości finansowania inwestycji i konieczność ustalenia priorytetów działań oraz rozłożenia ich w czasie. Kluczowym dokumentem mającym wpływ na działania OSD jest „Polityka energetyczna Polski do roku 2030”. Podstawowe kierunki tej polityki to: poprawa efektywności energetycznej i wzrost bezpieczeństwa dostaw energii oraz rozwój wykorzystania OZE i ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko. W planach podkreślono, że kluczowym elementem dla OSD jest poprawa efektywności energetycznej, w tym zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych poprzez modernizację obecnych i budowę nowych sieci elektroenergetycznych, wymianę transformatorów i rozwój generacji rozproszonej. [...]”⁴

(dowód: akta kontroli- str. 21-28, 35-40)

Prezes Spółki wyjaśnił m.in., że przy aktualizacji Planu rozwoju na lata 2017-2022 kontynuowano działania ukierunkowane na poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej. Spółka systematycznie poprawia wskaźniki niezawodności (SAIDI i SAIFI)⁵. Realizacja dotychczasowych działań potwierdziła, że automatyzacja, zmiana topologii sieci głównie w obszarze linii Sn i nN ma kluczowe znaczenie dla poprawy efektywności funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Na podstawie przeprowadzonych analiz przy opracowywaniu Planu rozwoju na kolejny okres, wzięto pod uwagę m.in. zabudowę:

- łączników zdalnie sterowanych w liniach napowietrznych SN,
- wskaźników przepływu prądu zwarcia z komunikacją do systemu SCADA,
- telemechaniki ważnych stacji SN/nN. Ponadto planowano budowę nowych powiązań liniowych, dobudowę stacji WN/SN celem podziału długich ciągów SN, przebudowę istniejących linii napowietrznych na kablowe (szczególnie w obszarach leśnych i podmiejskich) oraz tzw. „gołych” na izolowane a także wdrożenie automatyki restytucyjnej SCADA/FDIR⁶.

(dowód: akta kontroli-str. 236-238)

Wyjaśniając ograniczenie inwestycji we wszystkich kierunkach Prezes podał m.in., że wymagany poziom nakładów na odtworzenie istniejącej sieci dla zatrzymania tempa jej degradacji określono o analizę/wariant liniowego odtwarzania majątku. W Spółce wdrożono zasady priorytetyzacji potrzeb inwestycyjnych, które zapewniają wskaźniki poprawy pewności zasilania ważnych odbiorców, stan techniczny, optymalizację układu pracy sieci oraz wpływ na ochronę środowiska. Planowane obniżenie przez URE stawek opłat za przyłączenia nie pozwalało utrzymać dotychczasowego poziomu inwestowania, który jednocześnie, w obszarze sieci jest znacząco niższy od wyznaczonej w analizie „wartości liniowej” na odtworzenie majątku. Celem ograniczenia wpływu obniżonych nakładów na sieć Spółka podjęła decyzję o ograniczeniu nakładów także na łączność, teleinformatykę, transport, budynki i układy pomiarowe.

(dowód: akta kontroli-str. 215-216)

W zakresie przyłączania nowych obiektów do sieci dystrybucyjnej, w latach 2017-2019 zaplanowano m.in. przyłączenie kilkunastu odbiorców i źródeł energii elektrycznej zarówno OZE, jak i konwencjonalnych, które będą wymagały poniesienia znacznych nakładów. Przyłączenie do sieci wysokiego napięcia (WN) wiąże się z koniecznością modernizacji istniejących linii i stacji WN (dostosowanie do nowych warunków pracy). Zakres inwestycji w planie rozwoju umożliwia realizację planowanych przyłączeń źródeł wytwórczych. Z uwagi na dynamiczne zmiany prawa w obszarze OZE (nowy mechanizm wsparcia, ustawa

⁴ Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz.U. z 2016 r. poz. 1764 ze zm.) i art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2003 r. Nr 153 poz. 1503 ze zm.) NIK wyłączyła jawność informacji w zakresie tajemnicy przedsiębiorstwa.

⁵ Wskaźniki przeciętnego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI) oraz wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długiej i bardzo długiej (SAIFI).

⁶ (SCADA) system informatyczny nadzorujący przebieg procesu technologicznego lub produkcyjnego. FDIR stanowi jeden z elementów kompleksowego systemu automatyzacji pracy sieci i obsługi awarii. Główną cechą systemu automatyki FDIR jest przede wszystkim znaczące skrócenie czasu trwania, a także ograniczenie obszaru występowania przerw w dostawie energii elektrycznej.

o realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe) oraz możliwy rozwój mikrogeneracji na szeroką skalę, Tauron nie wykluczył konieczności przeprowadzenia aktualizacji planu rozwoju w tym zakresie.

Głównym celem strategii inwestycyjnej Tauronu w perspektywie kolejnych 40 lat będzie poprawa niezawodności sieci oraz transformacja do sieci inteligentnej. Zadania określono w trzech głównych obszarach: odtworzenie majątku sieciowego, zmiana technologii i topologii sieci średniego i niskiego napięcia (SN i nN) oraz automatyzacja.

Spółka od kilku lat instaluje w sieci elektroniczne liczniki energii elektrycznej. W latach 2017-2022 planuje zakup wyłącznie liczników elektronicznych. Umożliwia to realizację zdalnych odczytów w segmencie klientów grup taryfowych A, B i C2. Przewidziano również zakup aparatury pomiarowej na potrzeby modernizacji układów bilansujących w stacjach elektroenergetycznych SN/nN. Na potrzeby badań obejmujących instalacje inteligentnych liczników Tauron realizuje projekt AMI+ Smart City Wrocław. Celem projektu jest dostarczenie klientom narzędzia do monitorowania zużycia energii elektrycznej, a dla Spółki usprawnienie procesu dystrybucji energii, m.in. poprzez ograniczenie przerw w zasilaniu.

(dowód: akta kontroli-str. 29-40)

Spółka przedłożyła Prezesowi URE sprawozdania z wykonania planów rozwoju:

- za rok 2014 w dniu 30 kwietnia 2015 r.,
- za rok 2015 – 26 kwietnia z korektą z 3 października 2016 r.,
- za rok 2016 – 26 kwietnia 2017 r. z korektą z dnia 30 sierpnia 2017 r. dotyczącą nakładów inwestycyjnych.

(dowód: akta kontroli-str. 85-87)

Spółka sporządziła „Prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej”. We wrześniu 2013 r. – do roku 2028 i w marcu 2016 r. – do roku 2031.

W ww. dokumentach określono m.in. iż na funkcjonowanie Tauronu będzie miało wpływ w przyszłości dynamicznie zmieniające się otoczenie, w tym oczekiwania klientów. Począwszy od 2016 r. rocznie Spółka przyłącza ponad 30 tys. klientów, stąd realizowane są inwestycje zapewniające najwyższe standardy jakościowe dostarczanej energii, m.in. do rozbudowywanych stref ekonomicznych. W najbliższych latach sieć może służyć nie tylko do transportu energii, ale jako platforma działań i zachowania różnych podmiotów, tak wytwórców, jak i odbiorców energii. Spółka planuje wprowadzenie szeregu pilotażowych działań innowacyjnych związanych z wdrożeniem nowych technologii, takich jak inteligentne sieci elektroenergetyczne (Smart Grid, dalej ISE⁷), nowoczesne systemy i kanały komunikacji oraz możliwość kształtowania zużycia energii elektrycznej (programy DSM⁸, DSR⁹). Dążenie do wdrożenia ISE określono pięcioma kluczowymi obszarami technologicznymi, tj. rozwojem sieci i jej utrzymaniem, prowadzeniem ruchu sieci, infrastrukturą pomiarową, sprzedażą i usługami oraz systemami komunikacyjnymi i informatycznymi.

Budowa ISE związana jest z budowaniem nowoczesnej automatyki sieciowej wspomagającej zarządzanie pracą sieci na wszystkich poziomach napięć. Efektem realizacji inwestycji w nowoczesne technologie będzie stały monitoring sieci dystrybucyjnej, szybsza lokalizacja uszkodzeń, skrócenie czasu przerw w zasilaniu oraz optymalne zarządzanie przepływami mocy w systemie. W Tauron Dystrybucja realizowane są zadania z tego

⁷ Inteligentne Sieci Elektroenergetyczne

⁸ W tłumaczeniu na język polski oznacza "zarządzanie stroną popytową". Jak zauważa Bartłomiej Wojtyński – autor wykładu tematycznego Inteligentne Sieci Energetyczne ISE – generalnie zarządzanie popytem w naukach ekonomicznych oznacza zrozumienie, przewidywanie i wpływanie na popyt odbiorcy usług lub towarów. W wypadku zarządzania popytem w zakresie energii elektrycznej definiuje się DSM jako identyfikowanie, ocena i wykorzystanie źródeł (zasobów) po stronie popytu na energię elektryczną przez jej końcowych użytkowników.

Celem DSM jest efektywne wykorzystanie energii oraz sterowanie obciążeniem, czyli zmniejszenie obciążenia lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem. Odchodząc od ogólnych reguł należy określić to pojęcie jako próbę wpłynięcia na zachowania popytowe (odbiorców energii elektrycznej) tak by ich zachowania pozwalały na lepsze i tańsze wykorzystywanie zasobów. Sztandarowym przykładem DMS w ramach ISE ma być możliwość wprowadzenia zmiennych w czasie opłat za energię elektryczną.

⁹ Zmiana podejścia do funkcjonowania rynku energetycznego. W tradycyjnym modelu odbiorca energii elektrycznej płaci za otrzymaną energię. W modelu DSR sytuacja jest odwrotna: odbiorca otrzymuje wynagrodzenie za to, aby zechciał na wezwanie operatora systemu energetycznego zrezygnować na pewien czas z korzystania z części lub nawet całości zamówionej energii.

Celem rynku DSR jest zwiększenie stabilności krajowego/lokalnego systemu elektroenergetycznego. Biorący udział w DSR odbiorcy energii, rezygnując na wezwanie operatora systemu z całości lub części swojego zapotrzebowania na energię, zwiększają moce rezerwowe w systemie elektroenergetycznym, które mogą np. zabezpieczyć system przed blackout'ami.

obszaru, tj. instalacja zdalnie sterowanych łączników (w tym układów automatyki sieciowej SN), modernizacja i cyfryzacja zabezpieczeń i układów sterowania, zabudowa wskaźników przepływu prądu zwarcia z komunikacją do systemu SCADA (system czasu rzeczywistego wspomagający zarządzanie siecią), wdrożenie systemu nadzoru pracy sieci (SCADA) oraz realizacja programu lokalnego bilansowania sieci nN.

W podsumowaniu „Prognozy.....” Spółka podała, że priorytetem w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie do roku 2031 będzie rozwój i modernizacja sieci dystrybucyjnej. Podkreślono wyzwania stojące przed Spółką, w tym m.in. rozwój OZE i energetyki prosumenckiej, wdrożenie inteligentnego opomiarowania i budowę ISE. Podkreślono, iż planowane przyłączenia kilkunastu nowych odbiorców i źródeł (OZE i konwencjonalnych) do sieci WN będzie się łączyć (poza nakładami finansowymi) m.in. z potrzebą dostosowania sieci do nowych warunków pracy. Mając na uwadze możliwy rozwój mikrogeneracji, nie można wykluczyć trudności Tauronu z utrzymaniem parametrów jakościowych dostaw energii. Mimo to generacja rozproszona wraz z systemami dynamicznego zarządzania siecią mogą stanowić jeden z elementów poprawy bezpieczeństwa systemu energetycznego.

(dowód: akta kontroli – str. 41-65)

Ustalone
nieprawidłowości

Ocena częściowa

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie planowanie przez Tauron rozwoju sieci dystrybucyjnej. Plany rozwoju były sporządzane i uaktualniane terminowo oraz przekazywane i uzgadniane z Prezesem URE zgodnie z obowiązującymi przepisami. Spółka przedkładała Prezesowi URE coroczne sprawozdania z realizacji planu rozwoju według ustalonych wzorów. W przedsiębiorstwie opracowano prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne.

2. Działania przedsiębiorstwa w zakresie przyłączania OZE i umożliwiania dokonywania rozliczeń energii elektrycznej przez prosumenta.

Opis stanu
faktycznego

1. Działania w zakresie przyłączania OZE do sieci

Tauron posiadał procedury obejmujące przyłączanie do sieci dystrybucyjnej instalacji OZE:

- „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD), zatwierdzoną przez Prezesa URE decyzją z dnia 17 grudnia 2013 r., określającą m.in. zasady przyłączania do sieci dystrybucyjnej,
- „Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia”, opracowaną na podstawie przepisów IRiESD przez Zespół Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Eksploatacji Energii Elektrycznej ds. Kryteriów przyłączania OZE,
- „Przyłączanie obiektów do sieci dystrybucyjnej Tauron Dystrybucja S.A.” wraz z dokumentami związanymi z ramowymi zapisami dla umów o przyłączenie oraz drukami wniosków dla realizacji procesu przyłączenia. Procedura została zatwierdzona uchwałą Zarządu Spółki TD S.A. z dnia 23 października 2012 r.

(dowód: akta kontroli-str. 66-83, 227)

W latach 2015-2017 (do 30 czerwca 2017 r.) złożono łącznie 6.902 wnioski, z tego 441 o określenie warunków przyłączenia i 6.491 zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji.

W poszczególnych latach liczba złożonych wniosków wzrastała: w 2015 r. złożono 1.766 wniosków, w 2016 r. – 3.082 wnioski, a do połowy 2017 r. – 1.904 wnioski.

Z ogólnej liczby złożonych wniosków 794 wnioski, tj. 98,4%, dotyczyły instalacji fotowoltaicznych, 58 – instalacji wiatrowych, a pozostałe 27 – małych, przepływowch elektrowni wodnych i 23 instalacji biogazowych (biogaz wysypiskowy, z oczyszczalni ścieków i rolniczy).

(dowód: akta kontroli- str. 228, dysk CD)

Badanie dokumentacji obejmującej 35 spraw dotyczących wniosków o przyłączenia OZE (0,5% całości badanych), obejmujących: 23 instalacje fotowoltaiczne, 8 małych elektrowni wodnych, 7 farm wiatrowych i 5 elektrowni biogazowych wykazało, że:

- Tauron przy wydawaniu warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej nie przekroczył ustawowego terminu 150 dni, określonego art. 7 ust. 8g, pkt 2 ustawy Prawo energetyczne,
- wydłużanie określenia warunków przyłączenia (bez przekroczenia ustawowego terminu) wynikało z konieczności uzupełniania przez wnioskodawców dokumentacji zgłoszenia przyłączenia źródła lub wniosków WPW¹⁰,
- na ogólną liczbę badanych wniosków (35), 16, tj. 45,7%, zakończyło się realizacją (przyłączeniem źródła). Nie zrealizowano 19 wniosków, tj. 54,3%, z tego 4 znajdują się w stadium realizacji, 2 zostały wycofane. W 13 przypadkach prosument nie podpisał umowy (zgodnie z art. 7 ust. 8i Prawa energetycznego, warunki przyłączenia ważne są 2 lata), a w jednym przypadku nastąpiła aktualizacja umowy,
- średni okres od wydania warunków do przyłączenia wynosił 53 dni i wahał się od 10 – 145 dni, z wyjątkiem dwóch przyłączy: elektrowni wodnej (12 m-cy, w tym 76 dni od zgłoszenia instalacji do przyłączenia) i farmy wiatrowej (21 m-cy, w tym 106 dni od zmiany warunków umowy).

(dowód: akta kontroli-str. 103-110, 231-235, dysk CD)

Na ww. ogólną ilość 6.902 wniosków Tauron odmówił zawarcia umów w czterech przypadkach trzem podmiotom. Uzasadnieniem odmowy był brak spełnienia warunków technicznych i ekonomicznych. W jednym przypadku wnioskodawca odwołał się do Prezesa URE. Do czasu zakończenia kontroli Prezes URE nie wydał decyzji w tej sprawie.

(dowód: akta kontroli –str. 84)

Analiza dokumentacji ww. spraw wykazała, że Tauron odmówił:

- Wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej WN 110 kV Farmie Wiatrowej (FW) o mocy 12,5 MW. Ekspertyza została opracowana na podstawie uzgodnionego z Polskimi Sieciami Energetycznymi (PSE) zakresu i warunków jej wykonania. Projekt warunków przyłączenia został przesłany do PSE, zgodnie z § 8 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego¹¹. W dniu 7 maja 2015 r. PSE odmówiły uzgodnienia ww. projektu warunków ze względu na brak możliwości technicznych przyłączenia wnioskowanego obiektu, tj. odbioru wyprodukowanej energii elektrycznej z ww. FW. Wg PSE, dodatkowe przyłączenie FW do sieci spowodowałoby konieczność wyłączenia jednostek wytwórczych wchodzących w skład minimum technicznego Krajowego Systemu Energetycznego (KSE), co zagroziłoby bezpieczeństwu pracy tego systemu. PSE, uzasadniając odmowę, powołały art. 7 ust. 8e ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że przed określeniem warunków przyłączenia nowego źródła energii do sieci elektroenergetycznej zachodzi potrzeba sporządzenia analizy wpływu jego przyłączenia na system elektroenergetyczny (rozumiany jako sieć elektroenergetyczna oraz współpracujące z nią urządzenia, instalacje lub sieci). W aspekcie przyłączenia należy przede wszystkim rozpatrywać czynniki, które umożliwią realizację podstawowej roli jednostek wytwórczych, tj. produkcję energii elektrycznej. Twierdzenie powyższe jest poparte zapisami pkt 60 Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹², zgodnie z którym priorytetowy dostęp do sieci daje podłączonym producentom energii z OZE pewność, że w każdej chwili będą mogli sprzedawać i przesyłać energię elektryczną, kiedy tylko dostępne będzie źródło. Oznacza to, że wystąpienie warunków technicznych przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci jest możliwe m.in. w przypadku, kiedy możliwy jest odbiór energii elektrycznej, tj. istnieje zapotrzebowanie na wyprodukowaną energię przez tę jednostkę wytwórczą przy uwzględnieniu minimalnej

¹⁰ „Wniosek obejmujący warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych energii elektrycznej” wg uchwały Zarządu Tauron Dystrybucja nr 382/VII/2012 z 23.10.2012 r.

¹¹ Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.

¹² Dz. U. z 2015 r., poz. 478 ze zm.

wymaganej wielkości mocy wytwarzanej przez minimalną liczbę innych jednostek wytwórczych, niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci¹³.

W podsumowaniu PSE podały, że uwzględniając planowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, liczbę jednostek wytwórczych innych niż farmy wiatrowe, niezbędnych do zachowania bezpiecznej pracy sieci i systemu elektroenergetycznego – nie jest możliwe obniżanie minimum technicznego KSE, jak również przyłączenie farm wiatrowych do KSE o mocy większej niż 8-9 tys. MW w 2020 r.

Biorąc pod uwagę przyłączone farmy wiatrowe oraz te, dla których wydano warunki przyłączenia lub podpisano umowy o przyłączenie, PSE S.A. stwierdziły brak możliwości odbioru wyprodukowanej energii elektrycznej z przedmiotowej farmy wiatrowej.

(dowód: akta kontroli-str. 229-230, dysk CD)

- Uzasadnieniem odmowy zawarcia umowy na przyłączenie FW o mocach odpowiednio 11 i 4,8 MW były m.in. wyniki i wnioski płynące z przeprowadzonych ekspertyz. Stwierdzono brak technicznych możliwości przyłączenia do sieci SN 20 kV ww. FW we wnioskowanym terminie (IV kwartał 2018 r.). Wyniki ekspertyzy wskazały, iż warunki techniczne będą spełnione, a przyłączenie tych źródeł do sieci SN 20 kV będzie możliwe, jeżeli zostanie ograniczona ich moc przyłączeniowa do wartości odpowiednio 4.8 MW i 3,8 MW.

W przypadku obu jednostek nie zostało spełnione kryterium dopuszczalnych zmian napięcia uwarunkowane już istniejącymi przyłączeniami (m.in. elektrowni biogazowej) do analizowanej sieci odbiorców wrażliwych na wahania napięcia. Ponadto na przyłączenie nie pozwalają toczące się procesy przyłączeniowe innych źródeł oraz kryteria techniczne¹⁴ a także wymagania IRIESD. Kryteria te zostałyby spełnione w przypadku ograniczenia mocy obu źródeł do mocy wskazanych. Z przeprowadzonej analizy obecnego układu pracy sieci o napięciu powyżej 1 kV wynika, iż przyłączenie wnioskowanych obiektów wymaga po stronie Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) rozbudowy istniejącej sieci i urządzeń elektroenergetycznych WN i SN. W tym celu staje się niezbędna modernizacja ciągu liniowego polegająca na wymianie istniejącej linii napowietrznej SN 20 kV (około 7,2 km) na nową linię napowietrzną lub kablową o przekroju większym bądź równym 120 mm². Po spełnieniu tego warunku, nagłe odłączenie przedmiotowej jednostki nie będzie powodowało, że napięcie na szynach rozdzielni średniego napięcia wzrośnie powyżej wartości dopuszczalnej.

Plan Rozwoju Tauron na lata 2014-2019 uzgodniony przez Prezesa URE nie przewidywał rozbudowy lub modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej w sposób umożliwiający przyłączenia przedmiotowych źródeł OZE. Ponadto opracowany projekt Planu rozwoju na lata 2017-2022 również nie przewiduje tych inwestycji. W konsekwencji nie są spełnione również warunki ekonomiczne przyłączenia. Z uwagi na brak w chwili obecnej planów dotyczących realizacji tych inwestycji w przyszłości, nie jest możliwe podanie terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d ustawy Prawo energetyczne.

(dowód: akta kontroli-str. 229-230, dysk CD)

- Uzasadnienie odmowy określenia warunków przyłączenia FW o mocy 30 MW do sieci dystrybucyjnej 110 kV w IV kw. 2017 r. stanowił brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. Brak warunków technicznych wynikał z niedostosowania parametrów oraz układu sieci dystrybucyjnej do zwiększonych wymagań z tytułu planowanego przyłączenia ww. obiektu. Zgodnie z opracowaną ekspertyzą wpływu przyłączenia przedmiotowej FW na KSE,

¹³ PSE przeprowadziło analizę polegającą na wyznaczeniu wartości mocy z farm wiatrowych, która może być wprowadzona do systemu elektroenergetycznego w sposób niezagrażający jego pracy z uwzględnieniem zapotrzebowania odbiorców energii elektrycznej na moc w KSE oraz minimalnej, wymaganej wielkości mocy wytwarzanej przez minimalną liczbę jednostek wytwórczych, innych niż farmy wiatrowe, które są niezbędne dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE. Przyjęte minimum techniczne KSE obejmuje m.in. jednostki wytwórcze elektrowni kondensacyjnych, których praca w systemie elektroenergetycznym wymuszona jest ze względu na bezpieczeństwo pracy zarówno sieci elektroenergetycznej, jak i całego systemu elektroenergetycznego. Jednostki te zapewniają zarówno odpowiednią strukturę rezerw mocy, niezbędnych do pokrycia awaryjnych ubytków mocy generowanej przez inne jednostki wytwórcze, w tym farmy wiatrowe, jak również reagują na zmieniającą się generację źródeł OZE oraz zapotrzebowanie odbiorców. Dodatkowo, jednostki te są niezbędne w celu utrzymania odpowiednich wartości napięcia w sieci elektroenergetycznej oraz *minimalizacji* przepływu przez sieć mocy biernej. Bezpieczna praca sieci elektroenergetycznej bez tych jednostek wytwórczych nie jest możliwa. Ograniczenie ich liczby, w stosunku do jednostek wchodzących w skład minimum technicznego KSE, nie jest możliwe ze względu na brak możliwości spełnienia kryteriów niezawodności, a więc także bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, określonych w pkt 2.1.2.3. Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

¹⁴ „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnych średniego napięcia OSD”

niezbędne było, dla planowanego przyłączenia tego obiektu, przeprowadzenie inwestycji, z których część (50%) nie jest ujęta w obowiązującym i uzgodnionym przez Prezesa URE, planie rozwoju spółki oraz Planie Rozwoju PGE Dystrybucja S.A. (PR PGE), stąd nie jest możliwe określenie terminów, o których mowa w art. 7 ust. 8d ustawy Prawo energetyczne.

W konsekwencji nie zostały spełnione warunki ekonomiczne przyłączenia FW wynikające z braku realnej możliwości otrzymywania środków finansowych poprzez taryfę dla realizacji wszystkich wymaganych inwestycji. FW zlokalizowana jest, w stosunku do najbliższych stacji elektroenergetycznych WN/SN będących własnością Tauronu, w odległości (w linii prostej) od 5-20 km. Jako ewentualne miejsce przyłączenia, wskazano rozdzielnię 110 kV w stacji SE Dworszowice, w odległości 5 km.

Przyłączenie ww. FW wymaga m.in. zrealizowania inwestycji, polegającej na przebudowie istniejącej rozdzielni 110 kV w SE Dworszowice z jednoczesnym jej włączeniem przelotowo do istniejącej linii 110 kV Wistka – Cykarzew. Zadanie to jest ujęte w PR TD z planowanym rozpoczęciem jego realizacji w roku 2019 (kwota ujęta na ten rok przewidziana była jedynie na prace przygotowawcze i projektowe). Natomiast realizacja robót budowlano-montażowych zakładana jest na lata 2020/2021, w ramach kolejnego PR Spółki.

Przy realizacji kolejnych przyłączeń wskazano na konieczność modernizacji sześciu napowietrznych linii WN 110 kV. Celem modernizacji opisywanych linii WN jest zwiększenie temperatury granicznej przewodów roboczych z $+40^{\circ}\text{C}$ do $+60^{\circ}\text{C}$ (w jednym przypadku $+80^{\circ}\text{C}$)¹⁵.

Jednocześnie z analizy wyżej opisanych uwarunkowań wynika brak zdolności dystrybucyjnych istniejących sieci do przyłączenia we wskazanym terminie i lokalizacji – jakiegokolwiek wielkości mocy ze źródeł wytwórczych, przy uwzględnieniu funkcjonowania planowanej generacji z innych źródeł wytwórczych, dla których zostały wydane warunki przyłączenia oraz zawarte umowy o przyłączenie.

O ww. odmowach określenia warunków przyłączenia do sieci Spółka każdorazowo informowała właściwy Oddział URE, zgodnie z postanowieniem art. 7 ust.1 ustawy Prawo energetyczne.

(dowód: akta kontroli- str. 111, 229-230, dysk CD)

Na pytanie o trudności i bariery występujące w przyłączaniu nowych OZE do sieci Tauron Dystrybucja, Prezes Zarządu Spółki podał m.in., że *TD w ramach realizacji inwestycji napotyka na szereg barier, głównie formalno-prawnych. Należą do nich:*

- *problemy z pozyskaniem prawa drogi (w szczególności od Lasów Państwowych, zarządców dróg i kolei),*
- *długotrwałe i skomplikowane procedury uzyskania wymaganych zezwoleń i decyzji administracyjnych (głównie środowiskowych),*
- *trudności z przeprowadzeniu zmian w planach przestrzennego zagospodarowania,*
- *bariery techniczne, w tym brak odpowiedniej struktury sieciowej do przyłączenia OZE, głównie farm wiatrowych (FW), tym samym brak możliwości odbioru energii z dużych FW. Analiza możliwości odbioru energii z FW przyłączanych do sieci 110 kV i bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego leży w gestii PSE S.A.¹⁶ Brak*

¹⁵ Modernizacja linii WN 110 kV o obciążalności prądowej od 205 do 325 A – wymaga podniesienia tej wartości do wysokości minimalnej (w zależności od wskazanych linii) od 248 do 512 A, przy uwzględnieniu stanu awaryjnego obciążenia (n-1) w okresie szczytu letniego, wynoszącego (w zależności od wskazanych linii WN) od 112 % do 193 % przy pracującej farmie wiatrowej. Np. w przypadku czterech linii – dla stanu n-1 (bez przyłączonej FW) wartość obciążenia wynosi od 120 % do 165 %. Warunkiem podstawowym jest bezpieczeństwo i stabilna praca sieci WN. Obciążalność prądową oblicza się do stanu awaryjnego n-1 w okresie szczytu letniego, tj. wariantu największego potencjalnie obciążenia linii oraz najbardziej niekorzystnych warunków pracy linii (duże nasłonecznienie skutkujące nagrzewaniem przewodów od promieni słonecznych). Linie WN o przekroju 120-240 mm² z przewodami typu AFL (przewody aluminiowe ze stalowym rdzeniem) zostały wykonane dla granicznej temperatury pracy $+40^{\circ}\text{C}$ (po nagrzanu przewodów do 40°C zachowane zostają wymagania dla odległości od ziemi. Przeciążenie linii na skutek przepływu prądu skutkuje zwiększeniem temperatury przewodów ponad 40°C . Wraz ze wzrostem temperatury przewody wydłużają się (fizyczne własności metali) tym samym zmniejszają się odległości przewodów od ziemi, podnosząc ryzyko porażenia w przypadku zbliżenia do przewodu (skrzyżowania linii z drogami, polami uprawnymi etc.). Zwiększenie obciążalności sieci realizowane jest poprzez dostosowanie linii do pracy w temp. granicznej $+60^{\circ}\text{C}$ lub $+80^{\circ}\text{C}$, regulowanie zwisów (podnoszeniu przewodów w górę) stosowanych przewodów typu AFL lub wymianę przewodów na nowe o lepszej konstrukcji niż AFL (np. z rdzeniem kompozytowym). Regulowanie zwisów jest rozwiązaniem możliwym do stosowania w przypadku, gdy konstrukcja słupa pozwala na zmianę naprężenia. W innych przypadkach należy wymienić stanowiska słupowe lub zastosować przewody o lepszej konstrukcji z uwzględnieniem ich pracy w temperaturach $60 - 80^{\circ}\text{C}$.

¹⁶ Zgodnie z § 8 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego.

pozytywnego uzgodnienia warunków przyłączenia ze strony PSE był podstawą do odmowy wydania warunków przyłączenia dla kilku FW.

Ww. trudności formalno-prawne są możliwe do poprawienia poprzez uproszczenie procedur i wymagań wynikających z obowiązujących przepisów. Wskazane byłoby również wprowadzenie ogólnokrajowych przepisów wspierających budowę infrastruktury energetycznej, np. na wzór projektu ustawy o „korytarzach przesyłowych”. TD działając w ramach PTPIREE czyni starania w tym zakresie. Techniczne bariery są trudniejsze do likwidacji z uwagi na konieczność długotrwałych i bardzo kosztownych inwestycji sieciowych. TD analizuje na bieżąco potrzeby rozwojowe sieci pod kątem możliwości przyłączania OZE i realizuje inwestycje w ramach zatwierdzonego przez URE Planu rozwoju.

(dowód: akta kontroli-str. 213-215)

2. Ustalanie kosztów przyłączenia OZE do sieci

Pobrane od wnioskodawców zaliczki na poczet przyłączenia do sieci, po odmowie określenia warunków przyłączenia, Tauron zwracał w okresie do 6 dni od podania przez wnioskodawcę rachunku bankowego.

(dowód: akta kontroli- str. 229-230, dysk CD)

Sprawozdania do URE z wykonania Planu rozwoju... za lata 2015-2016 zostały wykonane zgodnie z ustalonymi przez Urząd wzorami. Według załączników do sprawozdania nr 12-14, Tauron podawał wysokość nakładów poniesionych na przyłącza nowych źródeł w oparciu o kryteria obejmujące: źródła OZE o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz o mocy zainstalowanej wyższej niż 5 MW.

Łączne nakłady na przyłączenia tych źródeł wynosiły: w 2015 r. – 4.338,3 tys. zł, w tym 853,8 tys. zł na przyłączenia źródeł o mocy do 5 MW, w 2016 r. – 4.042,9 tys. zł, w tym 1.507,7 tys. zł na przyłączenia źródeł o mocy do 5 MW.

Moc przyłączeniowa w ww. okresie wynosiła odpowiednio: w 2015 r. 80.737,2 kW, w tym 23.395,2 kW ze źródeł o mocy do 5 MW, a w 2016 r. – 17.810,3 kW, w tym 8.758,5 kW ze źródeł o mocy do 5 MW. Koszty jednostkowe wynosiły 0,1 tys. zł na 1 kW zainstalowanej mocy.

(dowód: akta kontroli-str.91-92)

Według informacji Tauron dotyczących nakładów, poniesionych na budowę przyłączy oraz rozbudowę sieci związanej z przyłączeniami OZE, w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 30 czerwca 2017 r. łączne nakłady wynosiły:

– w 2015 r. 21.903 tys. zł, w tym 136 tys. zł na przyłączenia mikroinstalacji, w 2016 r. – 23.387 tys. zł, w tym 135 tys. zł na przyłączenia mikroinstalacji, a do 30 czerwca 2017 r. – 1.979 tys. zł, w tym 20 tys. zł na przyłączenie mikroinstalacji.

Moc przyłączeniowa OZE w ww. okresie wynosiła: w 2015 r. 80.730 kW, w tym małych instalacji OZE – 303 kW i mikroinstalacji 304 kW. W 2016 r. wynosiła 17.810 kW, w tym odpowiednio 280 kW i 133 kW w odniesieniu do małych i mikroinstalacji. Do 30 czerwca 2017 r. – 9.804 kW, w tym 120 kW i 102 kW małych i mikroinstalacji.

(dowód: akta kontroli-str. 101, 125)

Prezes Spółki wyjaśnił, że zakres przetwarzania informacji przy realizacji zadań związanych z przyłączaniem źródeł wytwórczych obejmuje prezentację w zakresie niezbędnym dla opracowania sprawozdania z wykonania Planu rozwoju. Jednocześnie Spółka przedstawiła informację o mocy przyłączeniowej w kW, w podziale na OZE i lata 2015, 2016 oraz I półrocze 2017 r. Według tej informacji moc przyłączeniowa źródeł wytwarzania w ww. okresach wynosiła odpowiednio:

- wiatrowe – 56.555 kW, 13.970 kW, 0 kW,
- fotowoltaiczne – 5.084 kW, 3.430 kW, 9.804 kW,
- wodne – 740 kW, 0 kW, 0 kW,
- biogazowe – 18.351 kW, 410 kW, 0 kW.

(dowód: akta kontroli-str. 216)

3. Pierwszeństwo w przyłączeniach OZE do sieci

Tauron realizuje wprost postanowienia art. 7, ust. 1 ustawy Prawo energetyczne poprzez:

- rozpatrywanie wniosków o określenie warunków przyłączenia OZE niezależnie od wniosków o przyłączenie odbiorców energii elektrycznej,

- rozpatrywanie wniosków o określenie warunków przyłączenia dla OZE w pierwszej kolejności przed wnioskami o przyłączenie innych źródeł wytwórczych w przypadku, gdy przyłączenie nastąpi w tym samym obszarze sieci dystrybucyjnej,
- zapewnienie finansowania dla przyłączenia źródeł wytwórczych OZE.

Jednocześnie dyrektor oświadczył, że w okresie 2015 r. do 30 czerwca 2017 r. nie stwierdzono reklamacji i skarg związanych z pierwszeństwem przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnej.

(dowód: akta kontroli- str. 88)

Prezes Spółki wyjaśnił m.in., że obowiązek zapewnienia pierwszeństwa z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE realizowany jest w praktyce, w sytuacjach związanych z koniecznością ograniczenia możliwości generowania energii elektrycznej. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, w pierwszej kolejności ograniczana jest możliwość generacji źródeł innych niż OZE i wysokosprawna kogeneracja a następnie, jeżeli występuje taka konieczność, ograniczana jest możliwość generacji źródeł OZE aż do odstawienia źródła od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci, źródła OZE przywracane są do pracy niezwłocznie, jak tylko stan sieci umożliwi bezpieczną współpracę tych źródeł z siecią.

(dowód: akta kontroli-str. 215)

4. Naliczanie opłaty dystrybucyjnej

Tauron nie rozlicza opłaty dystrybucyjnej od prosumentów. Zgodnie z art. 4, ust. 3 i 4, pkt 2 ustawy o OZE¹⁷, rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci dokonuje sprzedawca. Prezes URE decyzją z dnia 14 października 2016 r. do naliczania i pobierania opłat wyznaczył Tauron Sprzedaż sp. z o.o. (TS) jako sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania OSD. Zgodnie z taryfikatorami zatwierdzanymi przez Prezesa URE na każdy rok kalendarzowy (2015-2017), prosumenci rozliczani są w grupie odbiorców G (11- 13).

(dowód: akta kontroli-str. 89-90, 93-100)

Zgodnie z informacją TD S.A., reklamacje prosumentów są kierowane do Sprzedawcy zobowiązanego, tj. TS. Warunkiem rozliczania klienta jest posiadanie umowy kompleksowej. Spółka ta zleciła obsługę prosumentów Tauron Obsługa Klienta sp. z o.o. (TOK). W związku z tym wszystkie skargi i reklamacje kierowane są do TS, a obsługiwane są przez TOK, wg wzorca opublikowanego na stronie internetowej www.tauron.pl. Reklamacja (skarga) klienta zostaje zarejestrowana przez TOK i kierowana do właściwej jednostki organizacyjnej, która dokonuje weryfikacji danych klienta i szczegółowo rozpatruje skargę. W przypadku potrzeby pozyskania dodatkowych informacji (np. weryfikacji odczytu) oraz uzyskania kompleksowej odpowiedzi, TOK kieruje pytania do właściwej jednostki Tauron Dystrybucja. Po wyjaśnieniu sprawy TOK, jako pełnomocnik Tauron Sprzedaż, udziela prosumentowi odpowiedzi.

(dowód: akta kontroli-str. 218-226)

Według zbiorczej informacji TOK, w 2015 r. nie stwierdzono skarg prosumentów. W 2016 r. wpłynęło łącznie 89 dokumentów w formie skarg, w tym 62 dotyczące udzielenia informacji. Pozostałe skargi dotyczyły wskazań licznika energii (23) oraz 4 nieterminowej realizacji zleceń obsługi technicznej (OT). Z ogółu skarg (uwzględniając ww. informacje) 22, tj. 24,7%, załatwiono pozytywnie. Do dnia 30 czerwca 2017 r. wpłynęło 46 skarg, z tego 6 dotyczyło informacji, 38 – licznika i 2 – nieterminowej realizacji zleceń OT. Z ogółu skarg pięć, tj. 10,9%, załatwiono pozytywnie. Według klasyfikacji przyjętej w Tauron, udzielanie informacji nie zostało ujęte w katalogu reklamacji. Stanowią one formę zgłoszenia (zapytania). W badanym okresie dotyczyły sposobu rozliczeń, taryf i zapisów w umowie.

(dowód: akta kontroli-str. 102)

Szczegółowa analiza 14 skarg prosumentów wykazała, że:

- 7 skarg załatwionych pozytywnie dotyczyło błędnie odnotowanych danych z licznika, wskazywania błędnych dat (7 dni przed właściwą datą), weryfikacji pobranej i oddawanej energii do sieci, korekty faktur oraz zaplombowania licznika,

¹⁷ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148 ze zm.).

- 7 skarg załatwionych negatywnie dotyczyło ustawienia licznika (dwie), bilansowania pobranej i dostarczonej energii (dwie), weryfikacji wystawionych faktur (dwie skargi) oraz wymiany licznika i z tym związanej korekty faktur.

(dowód: akta kontroli-str. 126-168)

5. Przyłączenia klastrów energii

Według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci Tauron, w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 30 czerwca 2017 r. nie złożono wniosków o przyłączenia źródeł wytwórczych OZE przez koordynatorów klastrów energii lub spółdzielni energetycznych.

(dowód: akta kontroli-str. 88)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena cząstkowa

NIK ocenia pozytywnie realizację przyłączania do sieci źródeł OZE. Spółka posiadała i udostępniła wnioskodawcom, w tym prosumentom, procedury i wymagania techniczne obejmujące przyłączanie nowych źródeł, w tym OZE, do sieci dystrybucyjnych, a także taryfy opłat za pobieraną i dostarczaną energię, zatwierdzone przez Prezesa URE. Wnioski i zgłoszenia przyłączenia do sieci były realizowane w terminach określonych ustawą Prawo energetyczne. Jednocześnie NIK ocenia, że w 2017 r. nastąpiła radykalna zmiana w odniesieniu do składanych wniosków i mocy przyłączeniowej na korzyść źródeł fotowoltaicznych z praktycznym brakiem przyłączeń farm wiatrowych. Przyłączenia źródeł OZE do sieci dystrybucyjnej realizowane były na zasadzie pierwszeństwa. Odmowy przyłączania nowych, zgłoszonych źródeł OZE były uzasadnione warunkami technicznymi i ekonomicznymi.

3. Działania przedsiębiorstwa w zakresie przyłączania wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego

Opis stanu
faktycznego

W badanym okresie nie stwierdzono odmów przyłączania do sieci wytwórców biogazu rolniczego, a także spraw spornych obejmujących przyłączenia tych źródeł. Odmowy przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnych opisano w pkt. 2.1.

Prezes Zarządu Spółki wyjaśnił, że *dane i informacje o źródłach wytwórczych wykorzystujących biogaz rolniczy Spółka uzyskuje w ramach realizacji procesu przyłączania lub w ramach współpracy z samorządami w zakresie opiniowania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Zadania obejmujące rozbudowę sieci niezbędną dla przyłączenia źródła ujmowane są w Planie rozwoju na etapie jego opracowywania oraz wykazywane są w corocznym sprawozdaniu z jego wykonania. Szczegółowe plany dotyczące realizacji zadań związanych z przyłączaniem źródeł wytwórczych opracowywane są na podstawie informacji pozwalających określić zakres rzeczowy zadania oraz termin jego realizacji, tj. wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów o przyłączenie.*

(dowód: akta kontroli-str. 215)

4. Pomoc na rozwój sieci dystrybucyjnej i jej współpracę z OZE

Opis stanu
faktycznego

W badanym okresie Tauron ubiegał się o dotacje na rozwój sieci, w tym związane z rozwojem OZE, w ramach programów:

- Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) 2014-2020, Oś priorytetowa VII Poprawa Bezpieczeństwa Energetycznego,
- Funduszu Spójności, POLiŚ 2014-2020, Oś priorytetowa I Zmniejszenie emisyjności gospodarki,
- EFRR, Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego 2014-2020, Oś Priorytetowa 3, Gospodarka niskoemisyjna,
- EFRR Regionalnego Funduszu Operacyjnego Województwa Małopolskiego 2014-2020, Oś Priorytetowa 4, Regionalna polityka energetyczna.

Spółka złożyła łącznie 36 wniosków o dotacje, w tym 20 obejmujących przyłączenie jednostek wytwarzających energię elektryczną z OZE. Pozostałe wnioski (16) obejmowały przebudowę sieci przesyłowych oraz linii elektroenergetycznych 110 kV, budowę, modernizację sieci i rozdzielni SN w stacjach rozdzielczych WN/SN, modernizację

rozdzielnic SN w rozdzielniach sieciowych SN, głównie w celu realizacji koncepcji sieci inteligentnych (12 projektów).

Z ogólnej liczby złożonych wniosków 12 (33%) było skierowanych do Ministerstwa Energii, 13, tj. 36,1%, do Dolnośląskiej Instytucji Pośredniczącej, 7 (19,4%) do Urzędu Marszałkowskiego Województwa Małopolskiego i 3 do Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

(dowód: akta kontroli- str. 112-116)

W okresie od 2016 r. do 30.06. 2017 r. Spółka podpisała 19 umów w ramach złożonych wniosków na realizację projektów obejmujących m.in. poprawę ciągłości dostaw energii, modernizację sieci elektroenergetycznych oraz zwiększenie możliwości przyłączeniowych nowych jednostek OZE o łącznej wartości brutto 198.168,7 tys. zł, w tym wartość dotacji 104.359,2 tys. zł netto¹⁸. Wartość dotacji obejmujących 13 projektów związanych z OZE wynosiła 55.097,9 tys. zł netto.

Szczegółowy zakres umów obejmował:

- budowę i modernizację sieci elektroenergetycznych SN i nN umożliwiających przyłączenie jednostek wytwarzania energii elektrycznej z OZE na terenach gmin: Legnica, Legnickie Pole, Prochowice, Miłkowice, Męcinka, Krotoszyce, Zgorzelec, Osiecznica, Paszowice, Udanin, Chojnów, Warta Bolesławiecka, Złotoryja, Żukowice, Głogów, Polkowice, Lubin, Oborniki Śląskie, Brzeg Dolny, Kąty Wrocławskie, Oława, Sobótka, Żurawina, Domaniów, Wiązów, Jelcz, Laskowice, Łagiewniki, Smolec, Wrocław, Świeradów Zdrój, Lubomierz, Milicz, Cieszków (12 umów),
- budowę rozdzielni sieciowej z powiązaniem liniowymi 20 kV dla potrzeb przyłączenia elektrowni fotowoltaicznych.

(dowód: akta kontroli-str. 117-124)

Umowa w ramach Osi Priorytetowej nr 3 „Gospodarka niskoemisyjna”, Działanie nr 3.1. „Produkcja i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych konkurs horyzontalny”, Schemat nr 3.1.B Budowa, modernizacja sieci elektroenergetycznej (o napięciu SN i nn- poniżej 110 kV) umożliwiająca przyłączanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez operatorów systemu dystrybucyjnego” Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego na lata 2014-2020 została zawarta we Wrocławiu, w dniu 30 grudnia 2016 r. pomiędzy Województwem Dolnośląskim-Dolnośląską Instytucją Pośredniczącą (DIP) z siedzibą we Wrocławiu a Tauron Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie. Przedmiotem umowy jest Projekt nr RPDS.03.01.00.-02-0123/16. Całkowita wartość projektu została określona w wysokości 9.189,5 tys. zł. Całkowita kwota wydatków kwalifikowalnych wynosiła 6.984,9 tys. zł.

DIP przyznał Beneficjentowi na realizację Projektu dofinansowanie w kwocie nieprzekraczającej 5.692 tys. zł, tj. 81,49% całkowitych wydatków kwalifikowalnych projektu, w tym płatność z pomocy publicznej w ww. kwocie 5.692 tys. zł.

Beneficjent zobowiązał się do: wniesienia wkładu własnego w wysokości 1.292,9 tys. zł, a ze środków własnych w wysokości 3.497,5 tys. zł, tj. 18,51 % wydatków kwalifikowalnych Projektu z wyłączeniem środków publicznych oraz do okrycia w pełnym zakresie wszelkich wydatków niekwalifikowalnych w ramach ww. Projektu. Projektowi przydzielono nr referencyjny SA.43229.

Okres realizacji projektu ustalono na: rozpoczęcie realizacji projektu 9.06.2016 r., rozpoczęcie prac (rzeczowej realizacji projektu) 1.10.2016 r., zakończenie realizacji projektu 30.09.2019 r.

Ponadto dokumentacja zawierała:

- wniosek o dofinansowanie ww. Projektu.
- planowane wydatki w ramach Projektu wg podziału na kategorie, w tym źródła finansowania. W ww. dokumencie określona została kwota na pokrycie wydatków niekwalifikowanych w wysokości 2.204,6 tys. zł.,
- bilans w wariantach podstawowym, rachunek zysków i strat oraz przepływów pieniężnych Tauron Dystrybucja za lata 2013-2016 oraz planowany do roku 2024,
- inne załączniki, m.in. obowiązki informacyjne Beneficjenta.

Projekt był w toku realizacji. Inwestycję prowadził Oddział w Legnicy.

¹⁸ Kwota dofinansowania wyliczana od kosztów kwalifikowanych (netto).

Prezes Zarządu TD wyjaśnił, że po podpisaniu ww. umowy złożono w Dolnośląskiej instytucji Pośredniczącej trzy wnioski sprawozdawcze, wszystkie zostały zaakceptowane. Projekt realizowany jest poprzez 8 zadań. Dla siedmiu z nich zawarto umowy o realizację.

(dowód: akta kontroli-str. 217)

Umowa w ramach Osi Priorytetowej nr 3 „Gospodarka niskoemisyjna”, Działanie nr 3.1 „Produkcja i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych konkurs horyzontalny”, Schemat 3.1.B Budowa, modernizacja sieci elektroenergetycznej (o napięciu SN i nn-poniżej 110 kV) umożliwiająca przyłączenie jednostek wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez operatorów systemu dystrybucyjnego” Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego 2014-2020 została zawarta w dniu 4 maja 2017 r. pomiędzy Województwem Dolnośląskim-Dolnośląską Instytucją Pośredniczącą we Wrocławiu a Tauron Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie.

Przedmiotem umowy jest Projekt nr RPDS.03.01.00.-02-0116/16. Całkowita wartość projektu została określona w wysokości 9.733,3 tys. zł. Całkowita kwota wydatków kwalifikowalnych wynosiła 7.297,9 tys. zł.

DIP przyznał Beneficjentowi na realizację Projektu dofinansowanie w kwocie nieprzekraczającej 5.894,5 tys. zł, tj. 80,77% całkowitych wydatków kwalifikowalnych projektu, w tym płatność z pomocą publiczną w ww. kwocie 5.894,5 tys. zł.

Beneficjent zobowiązał się do wniesienia wkładu własnego w wysokości 1.403,4 tys. zł, a ze środków własnych w wysokości 3.838,8 tys. zł, tj. 19,23% wydatków kwalifikowalnych Projektu z wyłączeniem środków publicznych. Beneficjent zobowiązał się do okrycia w pełnym zakresie wszelkich wydatków niekwalifikowalnych w ramach ww. Projektu. Projektowi przydzielono nr referencyjny SA.43229.

Okres realizacji projektu ustalono na: rozpoczęcie realizacji projektu 30.07.2017 r., rozpoczęcie prac (rzeczowej realizacji projektu) 1.08.2017 r., zakończenie realizacji projektu 31.07.2018 r.

Pozostałe postanowienia umowy były podobne do wyżej opisanych w umowie z dnia 30 grudnia 2016 r. Projekt był w toku realizacji. Inwestycję prowadził Oddział we Wrocławiu.

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena częściowa

Tauron korzystała ze środków pomocowych Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko. Środki finansowe były pozyskiwane w ramach osi priorytetowych obejmujących poprawę bezpieczeństwa energetycznego, gospodarki niskoemisyjnej oraz regionalnej polityki energetycznej. Większość z 13 umów obejmowała rozbudowę i modernizację sieci SN i nN umożliwiających przyłączenie nowych jednostek OZE do sieci dystrybucyjnej Spółki.

IV. Uwagi i wnioski

W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości w realizacji rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii, Delegatura w Krakowie, Najwyższa Izba Kontroli nie formułuje uwag i wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Delegatury NIK w Krakowie.

Kraków, dnia 13 grudnia 2017 r.

Kontroler

Julian Czekaj
Główny specjalista kontroli państwowej

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Krakowie

z up.

Jan Kosiniak
Wicedyrektor