



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Katowicach

LKA.410.023.02.2022
P/22/015

Pan
Radosław Pobol
Prezes Zarządu
TAURON Dystrybucja S.A.
ul. Podgórska 25a
31-035 Kraków

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/015 – Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

Zmienione zgodnie z treścią uchwały nr KPK-KPO.443.104.2023
Komisji Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli z dnia 10 sierpnia 2023 r.

I.

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	TAURON Dystrybucja S.A. ¹ , 31-035 Kraków, ul. Podgórska 25a
Kierownik jednostki kontrolowanej	Radosław Pobel, Prezes Zarządu Spółki, od 16 grudnia 2022 r. i p.o. Prezesa Zarządu Spółki od 19 listopada do 15 grudnia 2022 r. Wcześniej funkcję tę pełnił Robert Zasina, od 27 stycznia 2016 r. do 18 listopada 2022 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Przygotowanie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię i inne zadania planistyczne.2. Przyłączanie nowych źródeł OZE², w tym prosumentów.3. Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych.4. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej, odbiorcom końcowym.
Okres objęty kontrolą	Od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r., z wykorzystaniem dowodów dotyczących przedmiotu kontroli wykraczających poza ten okres.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ³ .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Katowicach
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none">1. Stanisław Tarnowski, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LKA/152/2022 z dnia 15 lipca 2022 r.2. Mariusz Podolski, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LKA/157/2022 z dnia 25 lipca 2022 r.

(akta kontroli str.1-4)

¹ Dalej: Spółka lub TAURON Dystrybucja.

² Odnawialne Źródła Energii.

³ Dz.U. z 2022 r. poz. 623. Dalej: ustawa o NIK.

II. Ocena ogólna⁴ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Według stanu na koniec I półrocza 2022 r., do sieci dystrybucyjnej Spółki przyłączonych było 355 097 instalacji OZE o łącznej mocy 3 942 MW. W ramach przygotowania i aktualizacji *Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2020–2025 dla TAURON Dystrybucja S.A.*⁵ Spółka przestrzegała przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne⁶. Niezależnie od dużej skali dokonywanych przyłączeń, nie uwzględniła jednak w pełni potrzeb przyłączeniowych nowych instalacji OZE oraz magazynów energii, czego skutkiem był wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci takich instalacji, wraz ze wzrostem liczby składanych wniosków o ich przyłączenie (w przypadku OZE od 146 w 2018 r. do 1036 w 2021 r., a w przypadku magazynów energii od 1 w 2020 r. do 193 w 2021 r.). W okresie objętym kontrolą, liczba odmów przyłączenia do sieci instalacji OZE oraz magazynów energii, wyniosła odpowiednio 782 oraz 129, co dotyczyło odpowiednio 31% złożonych wniosków ws. wymagających określenia warunków takiego przyłączenia dla instalacji OZE oraz 60% dla magazynów energii⁷. Wynikało to z tego, że pomimo wypracowania przez Spółkę zysku z prowadzonej działalności i uzyskiwania dofinansowania ze środków Unii Europejskiej, polityka właścicielska TAURON Polska Energia S.A.⁸, realizowana m.in. w oparciu o art. 9d ust. 3 uPe, uniemożliwiła Spółce przeznaczanie wystarczających środków na rozwój sieci, pozwalający na przyłączenie do sieci większej liczby instalacji. Na ograniczenie rozwoju sieci w ramach realizacji Planu rozwoju w latach 2019-2020 wpływ miały także utrudnienia wynikające z pandemii Covid-19. Priorytetem dla Spółki było wysokie bezpieczeństwo pracy sieci oraz przyłączanie do sieci nowych odbiorców energii elektrycznej. Realizacja zadań inwestycyjnych ujętych w Planie rozwoju, pozwoliła na wydanie przez Spółkę warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej praktycznie wszystkim ubiegającym się o to odbiorcom energii elektrycznej, a także systematyczną poprawę na bieżąco monitorowanych wskaźników awaryjności sieci.

W Spółce prawidłowo i terminowo rozpatrzono objęte badaniem wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej odbiorców energii oraz instalacji OZE i magazynów energii. Prawidłowo rozpatrzono również objęte badaniem wnioski o udzielenie bonifikat / odszkodowanie z tytułu przerw w dostawach energii oraz z tytułu niedotrzymania parametrów energii i jakości obsługi. Ponadto publikowano informacje wymagane w art. 7 ust. 8l uPe, z wyjątkiem daty rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, w związku z przyłączeniem źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV. Opublikowane informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł i planowanych zmian tych wartości dla całej sieci Spółki o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, nie pozwalały potencjalnemu ich odbiorcy na zidentyfikowanie konkretnego miejsca, w którym możliwe byłoby przyłączenie do sieci nowego źródła.

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

⁵ Dalej: Plan rozwoju.

⁶ Dz.U. z 2022 r. poz. 1385, ze zm. Dalej: uPe.

⁷ W oddziałach Spółki, w których wystąpiła największa liczba ww. odmów, tj. w Opolu i we Wrocławiu, relacja ta kształtowała się na poziomie odpowiednio 58% (252 odmowy) i 61% (179 odmów) - w przypadku instalacji OZE oraz 66% (101 odmów) i 57% (8 odmów) - w przypadku magazynów energii.

⁸ Dalej: TAURON PE.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁹ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Przygotowanie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię

Opis stanu faktycznego

1.1. W Statucie Spółki¹⁰ podano, że:

- celem Spółki jest prowadzenie działalności ukierunkowanej na realizację strategii Grupy TAURON determinującej interes Grupy TAURON¹¹;
- Spółka realizuje cele publiczne wynikające z przepisów uPe w związku ze szczególnym statusem Spółki jako operatora systemu dystrybucyjnego¹²;
- realizacja strategii Grupy TAURON nie może naruszać realizacji celów publicznych nałożonych przez przepisy uPe.

W *Regulaminie Organizacyjnym Przedsiębiorstwa Spółki TAURON Dystrybucja S.A.*¹³, oprócz Centrali w Krakowie, wprowadzono podział na 11 oddziałów, w których prowadzona była działalność operacyjna w zakresie wynikającym z przedmiotu działalności Spółki, w oparciu o środki wydzielone z jej mienia. Były to: Oddział w Jeleniej Górze (OJG), Oddział w Legnicy (OLG), Oddział w Wałbrzychu (OWB), Oddział we Wrocławiu (OWR), Oddział w Opolu (OOP), Oddział w Częstochowie (OCZ), Oddział w Gliwicach (OGL), Oddział w Będzinie (OBD), Oddział w Bielsku-Białej (OBB), Oddział w Krakowie (OKR) i Oddział w Tarnowie (OTR). W oddziałach mogły być tworzone następujące rodzaje komórek organizacyjnych: pionery, wydziały, regiony i jednostki terenowe. Według Regulaminu organizacyjnego, komórki organizacyjne Spółki zobowiązane były do współpracy z TAURON PE w zakresie realizowanych przez nie zadań. Załącznikami do Regulaminu organizacyjnego były zakresy funkcji Centrali Spółki (załącznik nr 2a) i poszczególnych oddziałów (załącznik 2b), w których opisano zakresy zadań poszczególnych komórek organizacyjnych. Dla jedenastu oddziałów przypisano obszary działania, obejmujące

⁹ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

¹⁰ Treść Statutu Spółki obowiązująca w okresie objętym kontrolą była zmieniana w aktach notarialnych z dnia: 26 października 2017 r., 26 września 2018 r., 4 czerwca 2019 r., 8 sierpnia 2019 r., 26 września 2019 r., 11 września 2020 r., 14 stycznia 2021 r., 30 marca 2021 r. i 11 stycznia 2022 r.

¹¹ Przez Grupę TAURON należy rozumieć TAURON PE, jej następców prawnych oraz wszelkie spółki zależne, dominujące lub powiązane z TAURON PE.

¹² Dalej: OSD.

¹³ Dalej: Regulamin organizacyjny. W okresie objętym kontrolą obowiązywał Regulamin organizacyjny wprowadzony: uchwałą Zarządu Spółki nr 182/VIII/2017 z dnia 22 grudnia 2017 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 63/2017 z dnia 22 grudnia 2017 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 185/VIII/2018 z dnia 11 grudnia 2018 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 64/2018 z dnia 12 grudnia 2018 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 9/IX/2020 z dnia 21 stycznia 2020 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 2/2020 z dnia 21 stycznia 2020 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 91/IX/2020 z dnia 30 czerwca 2020 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 30/2020 z dnia 30 czerwca 2020 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 201/IX/2020 z dnia 31 grudnia 2020 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 68/2020 z dnia 31 grudnia 2020 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 36/IX/2022 z dnia 22 lutego 2022 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 18/2022 z dnia 22 lutego 2022 r., uchwałą Zarządu Spółki nr 82/IX/2022 z dnia 25 kwietnia 2022 r. i zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 29/2022 z dnia 25 kwietnia 2022 r.

poszczególne gminy. Niektóre gminy objęte były obszarem działania więcej niż jednego oddziału.

(akta kontroli tom I str. 32-114)

Obszar działania Spółki stanowił około 57 069 km² (18,3% powierzchni Polski) i obejmował teren 654 gmin (z tego 179 gmin w województwie małopolskim, 168 – dolnośląskim, 168 – śląskim, 71 – opolskim, 19 – podkarpackim, 18 – łódzkim, 13 – lubuskim, osiem – świętokrzyskim i 10 – wielkopolskim), w tym trzy duże aglomeracje: Wrocław, Górny Śląsk i Kraków. Obszar działania TAURON Dystrybucja charakteryzował się silnym zróżnicowaniem zarówno pod względem geograficznym (tereny płaskie oraz góryste), jak i gęstości zaludnienia. Powodowało to duże zróżnicowanie posiadanej infrastruktury, jej gęstości, jak i warunków pracy urządzeń elektroenergetycznych, wpływających na ich awaryjność. Spółka w przeważającej większości posiadała sieć dystrybucyjną pracującą na napięciu: 110 kV, 20 kV, 15 kV i 0,4 kV oraz niewielkie fragmenty sieci o napięciu 220 kV (ok 44 km). Ponadto występowały również sieci pracujące na napięciu 30 kV oraz 6 kV, przy czym w ocenie Spółki, nie były to napięcia rozwojowe i realizowana była sukcesywna przebudowa tych sieci na sieć o napięciu 20 kV lub 15 kV. W latach 2018–2021 liczba obsługiwanych przez Spółkę klientów zwiększała się: w 2018 wynosiła 5,60 mln, w 2019 – 5,66 mln, w 2020 r. – 5,71 mln i w 2021 r. – 5,78 mln.

(akta kontroli tom I str. 371)

1.2. W okresie objętym kontrolą Spółka posiadała plany rozwoju uzgodnione z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki¹⁴, czym spełniono wymóg określony w art. 16 ust. 13 uPe. I tak:

- w latach 2018–2019 obowiązywał „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną TAURON Dystrybucja S.A. na lata 2017–2022”¹⁵, uzgodniony przez Prezesa URE w lutym 2017 r.¹⁶,
- w latach 2020–2022 obowiązywał „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2020–2025 dla TAURON Dystrybucja S.A.”, uzgodniony przez Prezesa URE w marcu 2020 r.¹⁷.

(akta kontroli tom I str. 115-122, 144-147)

Plan rozwoju (uzgodniony w 2020 r.) zawierał wymagane w art. 16 ust. 7 uPe elementy. I tak:

- przewidywany zakres dostarczania energii opisany jest w będącej integralną częścią Planu rozwoju *Prognozie stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2034* w rozdziałach: *Otoczenie TAURON Dystrybucja, Koncepcja rozwoju sieci dystrybucyjnych, Zapotrzebowanie na moc i energię*, w tym załącznik nr 2 (*Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc szczytową dla obszaru działania TAURON Dystrybucja S.A.*), *Źródła pozyskania energii elektrycznej, w tym źródła przyłączone do sieci, Zdolności dystrybucyjne w systemie elektroenergetycznym i stopień ich wykorzystania: linie WN, GPZ¹⁸, sieć SN^o*;

¹⁴ Dalej: URE.

¹⁵ Dalej: Plan rozwoju 2017–2022.

¹⁶ Pismem nr DRE-4310-11(12)/2016/2017/LM.

¹⁷ Pismem nr DRE.WPR.4310.20.18.2019.MDę.

¹⁸ Tj. głównych punktów zasilania.

- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł energii, w tym instalacji OZE, zostały opisane w części opisowej Planu rozwoju w rozdziale *Plan inwestycyjny*, w module 4 *Plan inwestycyjny* – tabelach E42 i E43 oraz w *Prognozie stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2034* rozdziale *Koncepcja rozwoju sieci dystrybucyjnych* oraz rozdziale *Źródła pozyskania energii elektrycznej, w tym źródła przyłączone do sieci*;
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami elektroenergetycznym innych państw ujęto w *Prognozie stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2034* w załączniku 6 *Połączenia międzysystemowe Linie WN (stan obecny)*, w załączniku 7 *Połączenia międzysystemowe: Linie WN (prognoza)* oraz w module 4 *Plan inwestycyjny* tabeli E43 Lp. JG/001107/17 w zakresie linii S-311;
- przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie energii u odbiorców zostały zaplanowane w module 4 Planu rozwoju tabeli E2a, tabeli E31, a nakłady na przetwarzanie danych z liczników zdalnego odczytu – w module 4 w ramach tabeli E36 poz. 3, 21, 47, 50;
- przewidywany sposób finansowania inwestycji ujęto w module 6 Planu rozwoju w tabeli 14.
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów określono w module 6, w tabeli 2;
- harmonogram realizacji planowanych inwestycji zawarto w module 4, w tabelach od E34 do E43.
- Plan rozwoju nie obejmował przedsięwzięć w zakresie wykorzystania magazynów energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 7 pkt 8 uPe (obowiązującym od 26 marca 2021 r.). Jak wyjaśnił Specjalista strategiczny Biura Planowania i Rozwoju Sieci, Spółka nie zidentyfikowała uzasadnionych potrzeb związanych z budową magazynów energii elektrycznej. NIK zwraca uwagę, że rozwój OZE, niezbędny w perspektywie dekarbonizacji do 2050 r., jest ściśle powiązany z rozwojem zdolności do magazynowania energii. Przeprowadzane analizy winny zatem być ukierunkowane na identyfikację przedsięwzięć w zakresie wykorzystania magazynów energii w procesie modernizacji sieci dystrybucyjnych, poprzez wprowadzanie sieci inteligentnych, budowanych w sposób zachęcający do zdecentralizowanego wytwarzania energii i do większej efektywności energetycznej.

(akta kontroli tom I str. 123-139, 340, 344, 371-372, 417-479)

Stosownie do wymogu określonego w art. 16 ust. 1 pkt 3 uPe, Plan rozwoju uwzględnił elementy dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*¹⁹ dedykowane OSD, takie jak: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw energii, rozwój wykorzystania OZE.

W zakresie poprawy efektywności energetycznej, szczegółowym celem ujętym w Planie rozwoju było zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych (tzw. różnicy bilansowej) poprzez między innymi: modernizację obecnych i budowę nowych sieci elektroenergetycznych, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej, poprzez m.in. wykorzystanie OZE.

¹⁹ Dalej: PEP 2030. Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2 poz. 11).

Według Planu rozwoju, OSD mają niewielki wpływ na lokalizację i strukturę nowych źródeł wytwórczych. Jedynie wybór lokalizacji przyłączenia większych źródeł w pewnym stopniu zależy od możliwości przyłączeniowych sieci, które inwestor rozpatruje z punktu widzenia kosztów opłaty przyłączeniowej oraz czasu realizacji przyłączenia. Na wybór struktury (technologii) nowych źródeł energii elektrycznej może mieć wpływ operator systemu przesyłowego²⁰, który odpowiada za bilansowanie całego systemu. W Planie rozwoju podano, że TAURON Dystrybucja prowadzi zrównoważony rozwój sieci dystrybucyjnej ukierunkowany na zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, a poprawa możliwości przyłączenia źródeł do sieci (szczególnie OZE) będzie realizowana poprzez realizację ujętych w Planie rozwoju zadań inwestycyjnych, szczególnie w zakresie modernizacji sieci SN. Według Planu rozwoju, rozwój sieci dystrybucyjnych poprawi bezpieczeństwo dostaw i niezawodność pracy systemu a ich modernizacja pozwoli znacząco ograniczyć czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

Elementem służącym osiągnięciu celów określonych w PEP 2030 miała być m.in. realizacja przez Spółkę kompleksowej strategii zarządzania posiadanym majątkiem sieciowym. W Planie rozwoju podano, że w zakresie planowania inwestycji wsparciem w procesach operacyjnych jest aplikacja Asset Strategy Planning²¹, która służy do budowy i oceny wpływu przyjętej strategii inwestycyjnej na osiąganie celów długoterminowych, w szczególności takich jak niezawodność. Według zapisów Planu rozwoju, dzięki ASP możliwe jest znalezienie optimum między nakładami, kosztami a zwiększeniem niezawodności dostaw energii elektrycznej. Symulacje różnych strategii inwestycyjnych ukierunkowano na optymalizację nakładów inwestycyjnych oraz minimalizację wskaźników SAIDI i SAIFI, jako celów TAURON Dystrybucja w modelu regulacji jakościowej, a także poprawę niezawodności sieci oraz transformację do sieci inteligentnej.

W będącej załącznikiem do Planu rozwoju *Prognozie stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie do roku 2034* określono priorytety w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i określono cztery główne kierunki inwestowania: przebudowa linii napowietrznych na kablowe, dogęszczenie stacji WN/SN celem skracania ciągów SN oraz domykanie ciągów zasilanych jednostronnie do układów pętlowych, automatyzację sieci oraz odtworzenie sieci z zamianą sieci napowietrznych nN na sieci kablowe. Wskazano także na dynamiczny rozwój e-mobilności, OZE i rynku prosumentów co wymagać będzie większych nakładów na dostosowanie sieci dystrybucyjnej do nowych warunków pracy, niemniej jednak głównym wyzwaniem jest poprawa wskaźników niezawodnościowych oraz budowa sieci inteligentnych.

(akta kontroli tom I str. 372-373, 417-479, 567-587)

Stosownie do wymogu określonego w art. 16 ust. 12 uPe, Spółka współpracowała z samorządami, na terenie których prowadziła działalność, m.in. poprzez pełnomocników ds. kontaktów, funkcjonujących od 2013 r. we wszystkich oddziałach Spółki. Zadaniem pełnomocników było wspieranie samorządów, m.in. w sprawach dotyczących terminowego przyłączenia do sieci obiektów będących w ich posiadaniu. Przykładem takiej współpracy Spółki była również współpraca z Zarządem Województwa Dolnośląskiego, która umożliwi współfinansowanie ze środków programu operacyjnego Fundusze Europejskie dla Dolnego Śląska na lata 2021–2027 dwóch zadań, których realizacja zwiększy potencjał przyłączeniowy

²⁰ Dalej: OSP.

²¹ Dalej: ASP.

odbiorców, wytwórców, a także magazynów energii do sieci elektroenergetycznej²². W pkt 1.2. Planu rozwoju podano, że dokument ten został opracowany przy uwzględnieniu planów zagospodarowania przestrzennego województw, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Stosownie do wymogu określonego w art. 23 ust. 3 uPe, Plan rozwoju został pozytywnie zaopiniowany przez zarządy województw: lubuskiego, świętokrzyskiego i małopolskiego. Zarządy województw: dolnośląskiego, łódzkiego, opolskiego i podkarpackiego nie przedstawiły swojej opinii, co w myśl art. 23 ust. 4 uPe, było równoznaczne z wydaniem opinii pozytywnej.

(akta kontroli tom I str. 340, 349-351, 373)

1.3. Na realizację zadań ujętych w Planie rozwoju w zakresie rozwoju sieci, Prezes URE uzgodnił jako uzasadnione nakłady w grupie A²³, B²⁴ i C²⁵ w łącznej kwocie 13 120,1 mln zł, z tego:

- w 2020 r. – 2 098,8 mln zł (w tym w grupie C 217,1 mln zł);
- w 2021 r. – 2 194,4 mln zł (w tym w grupie C 238,7 mln zł);
- w 2022 r. – 2 248,9 mln zł (w tym w grupie C 131,9 mln zł);
- w 2023 r. – 2 236,8 mln zł (w tym w grupie C 124,0 mln zł);
- w 2024 r. – 2 199,4 mln zł (w tym w grupie C 119,2 mln zł);
- w 2025 r. – 2 141,8 mln zł (w tym w grupie C 136,0 mln zł).

(akta kontroli tom I str. 144-145)

W załączniku do Planu rozwoju moduł 4 *Plan inwestycyjny* ujęto w grupach A i B łącznie 7 111 zadań inwestycyjnych, określając m.in. lokalizację inwestycji, jej zakres rzeczowy, moc przyłączeniową, nakłady całkowite na realizację zadania, harmonogram realizacji w poszczególnych latach 2020–2025. I tak:

- w tabeli w tabeli E41 *Lista projektów inwestycyjnych związana z przyłączeniem nowych odbiorców* ujęto 455 zadań;
- w tabeli E41a *Lista projektów inwestycyjnych związana z przyłączeniem infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania (ŁDToOSŁ)* ujęto osiem zadań;
- w tabeli E42 *Lista projektów inwestycyjnych związana z przyłączeniem nowych źródeł i sieci przedsiębiorstw energetycznych* (w tym OZE) ujęto 57 zadań;
- w tabeli E43 *Lista projektów inwestycyjnych związana z modernizacją i odtworzeniem majątku* (zadania związane budową i rozbudową sieci) ujęto 6 591 zadań.

Rezultaty analiz planowanych nakładów zawarto w części opisowej projektu Planu rozwoju oraz w *Prognozie stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2037*. W obu dokumentach podkreślono, że największymi wyzwaniami w najbliższych latach są: poprawa niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej, wspieranie rozwoju OZE oraz energetyki prosumenckiej, wdrożenie zdalnego

²² Zarząd Województwa Dolnośląskiego podjął uchwałę o wpisaniu do indykatywnego wykazu w ramach Terytorialnego Planu Sprawiedliwej Transformacji dwóch zadań realizowanych przez Spółkę na terenie OWB.

²³ Przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związana z tym budowa nowych sieci.

²⁴ Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku, związana z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc.

²⁵ Pozostałe nakłady inwestycyjne, nie ujęte w powyższych grupach.

opomiarowania, budowa sieci inteligentnych oraz przygotowanie do rozwoju rynku elektromobilności. Jednocześnie wskazano, że ograniczone możliwości finansowania inwestycji powodują konieczność priorytetyzacji działań i rozłożenia ich w czasie. Realizacja zadań z Planu rozwoju wpłynęła korzystnie na poprawę parametrów jakościowych

energii elektrycznej, które przedstawiono w pkt 4.2. niniejszego wystąpienia pokontrolnego.

(akta kontroli tom I str. 373-374)

Podstawą do wskazania niezbędnych do realizacji zadań w zakresie niezawodności i jakości energii elektrycznej był system badania i oceny parametrów jakościowych energii elektrycznej, w tym wpływu przyłączanych, jak również już przyłączonych pracujących instalacji OZE na parametry jakościowe energii elektrycznej (w tym asymetrię napięcia), m.in.:

- ciągły monitoring parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez pomiary on-line realizowane przez analizatory stacjonarne JEE²⁶ zainstalowane w wybranych punktach sieci (punkty wymiany z OSP, innymi OSD, punkty generacji na WN i SN, wybrane węzłowe stacje WN, odbiorcy przyłączeni do sieci WN);
- pomiary czasowe wykonywane przez analizatory przenośne JEE (trwające zazwyczaj tydzień) w związku z rozpatrywaniem reklamacji klientów lub w ramach działań diagnostycznych sieci w wybranych punktach sieci dystrybucyjnej;
- badanie ekspertyz wpływu planowanego do przyłączenia obiektu na Krajowy System Elektroenergetyczny (dotyczy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 2 MW lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej większej niż 5 MW, planowanych do przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV). W ekspertyzach ujęte były m.in. analizy napięciowe w aspekcie występowania przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć w układzie normalnym oraz stanach awaryjnych, a także proponowane do modernizacji elementy sieci.

System monitorowania jakości energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Spółki został opisany w rozdziale III.5 *Prognozy stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2034*. W oddziałach Spółki pracowały trzy aplikacje pobierające on-line dane pomiarowe z 266 szt. analizatorów stacjonarnych jakości energii, zamontowanych w stacjach elektroenergetycznych. W załączniku nr 1 do ww. rozdziału ujęto wskaźniki niezawodnościowe (awaryjności sieci) SAIDI i SAIFI w podziale na rodzaje miejscowości²⁷ w okresie od 2018 r. do 2022 i wielkości oczekiwane do 2025 r. W wyniku realizacji Planu rozwoju, wskaźniki awaryjności sieci wykazywały tendencję malejącą we wszystkich rodzajach miejscowości. Bardziej szczegółowo, powyższe zagadnienie zostało przedstawione w dalszej części wystąpienia.

(akta kontroli tom I str. 335, 337-339, 345, 374-375)

Źródłem wiedzy o potrzebach inwestycyjnych w zakresie sieci dystrybucyjnej były m.in. ekspertyzy bądź analizy wykonane na potrzeby oceny możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Spółki nowych źródeł OZE oraz magazynów energii. Były

²⁶ Jakość Energii Elektrycznej.

²⁷ Zastosowano podział na: duże miasta, miasta na prawach powiatu, mniejsze miasta i wieś.

one wykonywane przez wyspecjalizowane instytucje oraz przez pracowników Spółki, przy użyciu specjalistycznych analitycznych programów komputerowych. Wybór zewnętrznych wykonawców ekspertyz odbywał się w trybie konkurencyjnym, na podstawie *Regulaminu udzielania zamówień w Grupie Tauron*²⁸. W dwóch postępowaniach przeprowadzonych w trybie wyboru ofert, mających na celu wyłonienie wykonawców ekspertyz, zaproszenia skierowano do czterech podmiotów. Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci Spółki wyjaśniła, że zapytania ofertowe skierowano do ekspertów, którzy posiadali potwierdzające doświadczenie zawodowe oraz dużą liczbę wykonanych prac analitycznych referencje wystawione przez OSD. Z uwagi na wyczerpywanie się zakresu i wartości umowy ramowej na wykonanie ekspertyz, rosnące koszty jednostkowe wykonywania ekspertyz oraz przewidywany wzrost liczby zleceń, wystąpi konieczność dokonania wyboru wykonawców ekspertyz w trybach określonych w przepisach Prawa zamówień publicznych. „*W związku z tym zastanawiamy się nad określeniem wymagań formalnych w stosunku do osób wykonujących ekspertyzy w taki sposób, aby przy zachowaniu konkurencyjności ofert uzyskać niezbędną i oczekiwaną jakość merytoryczną usługi.*” W przypadku wykonywania analiz przez pracowników Spółki, według informacji Dyrektora, są one sporządzane pod względem merytorycznym

na takich samych zasadach, jak ekspertyzy zewnętrzne. Do opracowania analiz możliwości przyłączenia instalacji OZE i magazynów energii, pracownicy Spółki wykorzystywali aplikację OeS, która wspiera opracowanie analiz sieciowych w zakresie obliczeń inżynierskich w sieciach elektroenergetycznych.

(akta kontroli tom I str. 335, 337-339, 346, 375, 715-734)

Zadania inwestycyjne ujęte w Planie rozwoju nie w pełni odpowiadały zgłaszanym potrzebom przyłączeniowym w zakresie instalacji OZE oraz magazynów energii, czego efektem były odmowy ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej Spółki. Szczegółowe dane odnośnie liczby złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia instalacji OZE i wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynów energii oraz wydanych odmów przedstawiono w pkt 2.2. i 2.3. niniejszego wystąpienia pokontrolnego.

Spółka występowała do TAURON PE o zwiększenie nakładów inwestycyjnych na sieć dystrybucyjną w latach 2021–2022²⁹, w celu realizacji umów o przyłączenie zawieranych w oparciu o wydane warunki przyłączeniowe, a także dla przyłączenia rozproszonych źródeł OZE oraz przyłączenia specjalnych stref ekonomicznych. W efekcie tych działań, TAURON PE wyraziła zgodę na zwiększenie nakładów inwestycyjnych o 150 mln zł w 2022 r.³⁰

(akta kontroli tom I str.148-181, 358-369, 375)

Dla rozbudowy infrastruktury umożliwiającej przyłączenie nowych instalacji OZE oraz zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej Spółka podjęła działania w celu uzyskania dofinansowania realizacji ujętych w Planie rozwoju zadań ze środków Unii Europejskiej. I tak:

- W ramach działania 3.1 *Produkcja i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych* schemat 3.1 B *Budowa, modernizacja sieci elektroenergetycznej (o napięciu SN i nN - poniżej 110kV), umożliwiająca przyłączenie jednostek wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do Krajowego Systemu*

²⁸ Wprowadzony zarządzeniem Prezesa Zarządu Spółki nr 21/2022 (opracowany na podstawie *Regulaminu udzielania zamówień w Grupie TAURON*).

²⁹ Pismami: TD/WW/2021-10-12/1), TD/DTI/2022-02-25/0000001, TD/DTI/2022-06-24/01 i TD/DTI/2022-10-17/.

³⁰ TAURON PE wyraziła także zgodę na zwiększenie nakładów inwestycyjnych o 40 mln zł w 2021 r., pod warunkiem zmniejszenia o tę kwotę nakładów w 2022 r.

Elektroenergetycznego przez operatorów systemu dystrybucyjnego Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Dolnośląskiego 2014–2020, Spółka zrealizowała w latach 2016–2020 13 projektów obejmujących 52 zadania inwestycyjne na obszarze dolnośląskich gmin. Łącznie wybudowano około 69 km i zmodernizowano ponad 140 km linii SN i nN, zbudowano dziewięć nowych oraz przebudowano 53 stacje SN/nN, powstały dwa nowe punkty zasilania SN, a jeden został zmodernizowany.

- W ramach poddziałania 4.1.2 *Rozwój infrastruktury dystrybucji energii ze źródeł odnawialnych* Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Małopolskiego na lata 2014–2020³¹ Spółka zrealizowała w latach 2017–2022 na terenie małopolskich gmin 111 zadań inwestycyjnych w 29 projektach. Wybudowano i zmodernizowano łącznie ponad 402 km linii SN i nN.
- Ponadto, w ramach RPO WM podejmowano działania w celu uzyskania dofinansowania w kwocie ponad 23 mln zł dla dwóch projektów obejmujących 10 zadań inwestycyjnych. Jeden z projektów został wybrany do dofinansowania przez Zarząd Województwa Małopolskiego i w trakcie niniejszej kontroli NIK trwał proces zmierzający do podpisania umowy o dofinansowanie, a drugi projekt był na etapie oceny formalnej.
- W ramach poddziałania 1.4.1 *Wsparcie budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych, o charakterze pilotażowym i demonstracyjnym* Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020³², Spółka zrealizowała 11 projektów na łączną kwotę dofinansowania około 73,9 mln zł. Zakres projektów obejmował: budowę/modernizację 63 stacji elektroenergetycznych SN oraz SN/nN, budowę/modernizację 267 km linii kablowych średniego napięcia, 82 km linii napowietrznych średniego napięcia, 6,5 km linii kablowych niskiego napięcia, 5,3 km linii napowietrznych niskiego napięcia, zabudowę 121 rozłączników sterowanych radiowo. Głównym celem projektów była budowa/modernizacja sieci elektroenergetycznej pozwalająca na wdrożenie funkcjonalności sieci inteligentnej, tzw. *smart grid*. Według założeń, zastosowanie inteligentnych rozwiązań technologicznych przełoży się na budowę efektywnego i zrównoważonego pod względem ekonomicznym systemu energetycznego, gwarantującego optymalizację i racjonalizację dostaw energii, ograniczenie strat sieciowych, zwiększenie możliwości przyłączeniowych, w tym w zakresie OZE.
- W ramach działania 7.1 *Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii* POIiŚ Spółka zrealizowała trzy projekty na łączną kwotę dofinansowania ok. 40 mln zł, a jeden projekt był w trakcie realizacji, na kwotę dofinansowania ok. 21 mln zł. Zakres projektów obejmował budowę/przebudowę GPZ-ów wraz z liniami zasilającymi. Głównym celem projektów było zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, poprawa zdolności dystrybucyjnych sieci i zwiększenie niezawodności zasilania odbiorców energii z wykorzystaniem funkcjonalności sieci inteligentnej, tzw. *smart grid*. Budowa oraz przebudowa stacji GPZ pozwala m.in. na zwiększenie możliwości przyłączenia nowych mocy OZE, a tym samym umożliwia rozwój energetyki odnawialnej.

Łączna kwota uzyskanego w okresie objętym kontrolą dofinansowania ze środków Unii Europejskiej wyniosła 130 895 tys. zł.

(akta kontroli tom I str. 340-343)

³¹ Dalej: RPO WM.

³² Dalej: POIiŚ.

1.4. W okresie objętym kontrolą Spółka sporządziła coroczne sprawozdania, które zawierały wyniki monitoringu realizacji poszczególnych zadań inwestycyjnych ujętych zarówno w Planie rozwoju z 2020 r., jak też kontynuacji zadań ujętych w Planie Rozwoju 2017–2022.

Ze sprawozdań tych wynikało, że w latach 2020–2021 Spółka nie zrealizowała w pełni nakładów inwestycyjnych określonych w Planie rozwoju. Biorąc pod uwagę wartość nominalną nakładów wykonanych w stosunku do planowanych, różnica wynosiła:

-6,9 mln zł (9%) w 2020 r. i -96,3 mln zł (5%) w 2021 r. Na różnicę w 2020 r. składało się zwiększenie nakładów w grupie A o 108,2 mln zł (co wynikało z realizacji większej liczby podpisanych umów o przyłączenie) i zmniejszenie nakładów w grupie B o 275,1 mln zł. Na różnicę w 2021 r. składało się zwiększenie nakładów w grupie A o 287,8 mln zł i zmniejszenie nakładów w grupie B o 96,3 mln zł.

Z kolei odchylenie obliczone w sprawozdaniach wykonanych nakładów względem uzgodnionego Planu rozwoju z uwzględnieniem zarówno różnic w planowanych i wykonanych zakresach rzeczowych, jak i różnic w cenach jednostkowych robót planowanych i wykonanych (łącznie dla grup A i B) wynosiło: -214,6 mln zł w 2020 r. (11%) i -198,6 mln zł w 2021 r. (10%).

Wskazanymi w sprawozdaniach z realizacji Planu rozwoju za lata 2020 i 2021 przyczynami powstałych odchyleń pomiędzy planami a ich wykonaniem za ww. lata były opóźnienia w realizacji zadań inwestycyjnych na wszystkich poziomach napięć spowodowane pandemią COVID-19, a w 2021 r. wskazano również na ograniczenie możliwości finansowania inwestycji Spółki, określonych w ramach rocznego planu finansowego, na poziomie grupy kapitałowej, na podstawie art. 9d ust. 3 uPe³³.

(akta kontroli tom I str. 379, 480-566)

1.5. Stosownie do art. 16 ust. 4 i 14 uPe, w dniu 30 marca 2022 r. Spółka przekazała do Prezesa URE, jako aktualizację Planu rozwoju, *Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2028 dla TAURON Dystrybucja S.A.*³⁴.

W zakresie planowanych wstępnie nakładów inwestycyjnych nastąpił wzrost ich wartości na lata 2023–2025 w stosunku do uprzednio zatwierdzonych przez Prezesa URE nakładów ujętych w Planie rozwoju:

- w 2023 r. – z 2 236,8 mln zł do 2 333,6 mln zł (wzrost o 96,8 mln zł – 4,3%);
- w 2024 r. – z 2 199,4 mln zł do 2 429,8 mln zł (wzrost o 230,4 mln zł – 10,5%);
- w 2025 r. – z 2 141,8 mln zł do 2 657,1 mln zł (wzrost o 515,3 mln zł – 24,1%).

Z przeprowadzonych w 2022 r. w Spółce analiz wynikało, że niezbędne nakłady na realizację przyłączy efektywnych obiektów do sieci (tzn. ze stosunkowo niewielkim zakresem związanym z rozbudową i modernizacją istniejącej sieci), w tym źródeł OZE dla całej Spółki, zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci, wdrożeniem liczników zdalnego odczytu oraz innych pilnych inwestycji w latach 2023–2028 kształtują się we wszystkich trzech grupach (A, B i C) na poziomie 22 179,8 mln zł,

³³ Przepis stanowi, że działania mające na celu zapewnienie niezależności operatorów powinny umożliwiać funkcjonowanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządkiem i wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych przez nich aktywów, w szczególności dotyczących sposobu zarządzania zyskiem z udziałów kapitałowych, zatwierdzania rocznego planu finansowego lub równoważnego dokumentu i ustalania ograniczeń w zakresie poziomu całkowitego zadłużenia ich przedsiębiorstwa.

³⁴ Dalej: aktualizacja Planu rozwoju lub Plan rozwoju 2023–2028. W trakcie kontroli NIK trwał proces uzgodnień tego dokumentu z ww. organem.

czyli o 6 230,9 mln zł więcej, niż środki przewidziane w projekcie aktualizacji Planu rozwoju (15 948,8 mln zł, z tego w poszczególnych latach, odpowiednio: 2 333,6 mln zł, 2 429,8 mln zł, 2 657,1 mln zł, 2 725,1 mln zł, 2 851,1 mln zł i 2 952,1 mln zł).

Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci Spółki wyjaśniła: „Kwoty planowanych nakładów ujęte w projekcie „Planu (...) na lata 2023–2028 (...) wynikają z przyjętego poziomu finansowania inwestycji TAURON Dystrybucja, w planie finansowym na poziomie grupy kapitałowej (działanie zgodnie z art. 9d ust.3. ustawy z dnia 10kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne ze zmianami). Strategia inwestycyjna grupy kapitałowej oraz założenia ekonomiczne stawiane przez Właściciela do opracowania planu finansowego TAURON Dystrybucja przekładają się na możliwości finansowania inwestycji w Spółce. Dla umożliwienia wystąpienia TAURON Dystrybucja do URE z wnioskiem o aktualizację Planu rozwoju konieczne jest wcześniejsze uzgodnienie zwiększonego poziomu nakładów przez Właściciela. Pomimo podjętych prób np. poprzez zgłoszenie Wieloletniego Planu Inwestycyjnego na lata 2023-2032 dla TAURON Dystrybucja (dalej WPI) na poziomie niezbędnych potrzeb (inwestycji koniecznych) nie uzyskaliśmy pozytywnego uzgodnienia dla finansowania zwiększonych nakładów inwestycyjnych”.

(akta kontroli tom I str. 144-145, 184, 340-341, 346-348, 357-357A, 375, 588-626)

Spółka w okresie objętym kontrolą osiągała corocznie zysk netto: za 2018 r. – 1 096 982 tys. zł, za 2019 r. – 1 123 063 tys. zł, za 2020 r. – 1 458 300 tys. zł, za 2021 r. – 1 498 318 tys. zł. W poszczególnych latach Spółka była zobowiązana³⁵ do przeznaczenia zysku:

- za 2018 r. 771 515 tys. zł (70%) na dywidendę i 325 467 tys. zł (30%) na kapitał zapasowy,
- za 2019 r. 844 484 tys. zł (75%) na dywidendę i 278 579 tys. zł (25%) na kapitał zapasowy,
- za 2020 r. 1 458 300 tys. zł (100%) na dywidendę,
- za 2021 r. 1 498 318 tys. zł (100%) na dywidendę.

Kwota zwrotu z zaangażowanego kapitału według zatwierdzonej taryfy wyniosła: 1 046 369 tys. zł w 2018 r., 1 066 074 tys. zł w 2019 r., 1 018 291 tys. zł w 2020 r., 1 056 098 tys. zł w 2021 r. i 596 139 tys. zł w I półroczu 2022 r.

(akta kontroli tom I str. 148-181, 248-249, 378)

W piśmie do Prezesa URE z 15 września 2022 r.³⁶ Spółka stwierdziła, że przyjęty w projekcie aktualizacji Planu rozwoju poziom nakładów inwestycyjnych nie zapewni przyłączeń wszystkich wnioskowanych źródeł OZE, a jedynie spowoduje obniżenie liczby potencjalnych odmów wydania warunków przyłączenia. Łączna wartość zadań ujętych w Planie rozwoju (w tym również dotyczących infrastruktury będącej przyczyną odmów wydania warunków przyłączenia), które zostały przesunięte poza 2028 r. wyniosła 2,4 mld zł (w cenach bieżących Planu rozwoju). Uwzględniając wzrost cen, który nastąpił od czasu uzgodnienia Planu rozwoju w marcu 2020 r. oszacowano, że tylko na realizację wstrzymanych zadań, które ujęte były w uzgodnionym przez Prezesa URE Planie rozwoju, Spółka musiałaby zwiększyć nakłady w projekcie Planu rozwoju 2023–2028 o 3,4 mld zł. W piśmie podano: „biorąc pod uwagę rezultaty prowadzonych przez nas na bieżąco analiz wieloletnich potrzeb inwestycyjnych Spółki, rozważamy złożenie korekty projektu planu rozwoju na lata 2023–2028, która uwzględniałaby poziom nakładów inwestycyjnych”.

³⁵ Zgodnie z wytycznymi dotyczącymi podziału wyniku finansowego spółek zależnych określonymi w załączniku do uchwały Zarządu TAURON PE nr 193/V/2017 z dnia 18 kwietnia 2017 r.

³⁶ TD/DTR/2022-09-09/1.

Jednak w dniu 5 grudnia 2022 r. Prezes URE uzgodnił na 2023 r. ujęte w projekcie Planu rozwoju 2023–2028 nakłady w grupach A i B na kwotę 2 064 139 tys. zł (a łącznie z inwestycjami w grupie C – 2 278 931 tys. zł), tj. kwotę niższą o 48 602 tys. zł od nakładów w Planie rozwoju na 2023 r.

(akta kontroli tom I str. 180-185, 357-357A)

1.6. W aktualizowanym Planie rozwoju Spółka odniosła się do obowiązków wynikających z implementacji do prawa krajowego Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE³⁷. Jednym z elementów wynikających z implementacji było wprowadzenie rynkowego zakupu usług elastyczności, celem efektywnego wsparcia funkcjonowania systemu dystrybucyjnego. W katalogu usług elastyczności znajdowały się usługi w zakresie generacji wiatrowej, fotowoltaicznej oraz usługi innych dostawców wytwarzania rozproszonego, z uwzględnieniem odbioru oraz magazynowania energii. Mogły być one świadczone przez pojedyncze podmioty przyłączone do sieci SN i WN, ale także przez grupy klientów połączonych przez tzw. agregatorów, czyli podmioty skupiające odbiorców, prosumentów oraz właścicieli magazynów. Według Dyrektora Programu Elastyczna Dystrybucja, Spółka podjęła działania w celu uczestnictwa w rynku usług elastyczności oraz na bieżąco dostosowywała swoje działania do zachodzących zmian w obszarze legislacyjnym:

- w dniu 5 maja 2020 r. utworzono dziesięcioosobowy Zespół ds. elastyczności, który m.in. zdefiniował nowe zadania związane z szeroko rozumianą elastycznością;
- w dniu 20 maja 2021 r. utworzono Zespół zadaniowy ds. przygotowania dokumentacji wymaganej do uruchomienia Programu „Elastyczna Dystrybucja”, w tym do opracowania Karty Inicjatywy Programowej, Dokumentacji Inicjującej Program, Dokumentacji Inicjującej Projekt w zakresie celów, zadań, produktów końcowych oraz harmonogramów realizacji. Prace zakończyły się sporządzeniem niezbędnej dokumentacji oraz uzyskaniem stosownych zgód i opinii;
- w dniu 31 maja 2022 r. uruchomiono Program „Elastyczna Dystrybucja”³⁸ z projektami *Elastyczna Dystrybucja – prototyp narzędzia symulacyjnego* oraz *Opracowanie koncepcji zmiany organizacyjnej w zakresie wdrożenia usług elastyczności w Spółce*;
- w ramach Programu „Elastyczna Dystrybucja” wykonano sześć opracowań w tym m.in.: *Kompedium wiedzy o usługach elastyczności*, *Studium przypadku w wybranych obszarach pilotażowych*, *Audyty dostępności danych w systemach IT oraz ich użyteczności dla identyfikacji potrzeb w zakresie pozyskania usług elastyczności i oceny efektywności ekonomicznej tego procesu*;
- planowane są dalsze działania polegające m.in. na: identyfikacji głównych zadań w procesie wykorzystania usług elastyczności oraz wstępne przydzielenie ich do obszarów organizacyjnych, opracowaniu szczegółowych koncepcji obsługi usług elastyczności w zidentyfikowanych obszarach Spółki, opracowaniu raportu wpływu zmian organizacyjnych na realizację procesu pozyskiwania usług elastyczności i inne.

³⁷ Dz. Urz. UE L 158 z 14 czerwca 2019, str. 125.

³⁸ Uchwała Zarządu Spółki nr 110/IX/2022 z dnia 31 maja 2022 r.

Jak wyjaśnił Dyrektor Programu Elastyczna Dystrybucja, pracownicy Spółki uczestniczyli i nadal uczestniczą w różnego rodzaju konferencjach, na których prezentują nabytą wiedzę i dzielą się doświadczeniem w zakresie świadczenia / wykorzystania usług elastyczności.

(akta kontroli tom I str. 340-341, 352-356, 588-625)

1.7. Spółka uczestniczyła w opracowaniu krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia. W 2018 r. pod przewodnictwem Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej³⁹ i wspólnie z pozostałymi OSD opracowano *Krajowy plan automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe*⁴⁰.

Według stanu na koniec 2021 r., Spółka posiadała ogółem 66 031 km linii elektroenergetycznych SN, w tym 26 220 km (39,7%) stanowiły linie kablowe SN. Udział ten znacząco przekraczał średnią obliczoną dla pięciu krajowych OSD (29,0%) i w stosunku do udziału na koniec 2019 r. (według KPASE – 38,0% – 65 246 km linii elektroenergetycznych SN, w tym 24 822 km linii kablowych) wzrósł o 1,7 punktu procentowego.

W Planie rozwoju przewidziano zadania mające skutkować powstaniem ok. 11 tys. km linii kablowych SN. W latach 2020–2021 realizowano dziewięć zadań (ujętych w tabeli E43 załącznika moduł 4 do Planu rozwoju) w zakresie zmiany technologii sieci na sieci kablowe: OP/003180/17, JG/000564/17, OP/004014/19, JG/000667/19, GL/002773/17, GL/002574/18; GL/002168/17, LG/003385/17, WB/000763/16. Zadania realizowano na terenach oddziałów obejmujących obszary górzyste.

(akta kontroli tom I str. 120-122, 376)

Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci wyjaśniła, że rozbudowa linii kablowych wiązała się z problemem technicznym, w postaci znacznego zwiększenia (kilkunastokrotnego) pojemnościowych prądów zwarciovych i w konsekwencji powstania znaczącego wzrostu spodziewanego napięcia uziomowego. Wymagało to analizy ochrony przed porażeniami i prawdopodobnej zmiany sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci SN, poprzez zastosowanie kompensacji nadążnej bądź rezystora uziemiającego. Ponadto stwierdzono potrzebę modernizacji uziemienia stacji w celu zmniejszenia rezystancji uziomów w stacjach SN/nN, czy też skrócenia czasów zadziałań automatyki. Podała również: „Spółka przygotowując się do wyzwań stawianych OSD w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku, w szczególności dotyczących skablowania sieci napowietrznych SN, przeprowadziła i nadal realizuje wiele działań analitycznych oraz organizacyjnych. Przykładowo, w ramach tych działań w latach 2019–2020 przeprowadzono prace pilotażowe mające na celu przetestowanie rozwiązań technologicznych, technicznych oraz organizacyjnych związanych z układaniem kabli metodą mechaniczną (tzw. płuzenie kabli). Prace pilotażowe przeprowadzono w zakresie kilku zadań inwestycyjnych z wykorzystaniem dwóch różnych dostępnych i nowoczesnych technologii (pługoukładacz z pługiem ciągnionym oraz pługoukładacz z pługiem wibracyjnym), stosując także różne rozwiązania techniczne, m.in. z wykorzystaniem kabli trójżyłowych i kabli jednożyłowych o zwiększonej mechanicznej wytrzymałości powłoki zewnętrznej. Przedmiotowe zadania pilotażowe realizowane były w różnych warunkach terenowych i glebowych (tereny górzyste, podmokłe, leśne, grunty gliniaste, kamieniste, piaszczyste i in.), co pozwoliło Spółce na zgromadzenie niezbędnych doświadczeń w zakresie przyspieszenia realizacji tego typu prac.

³⁹ Dalej: PTPiREE.

⁴⁰ Dalej: KPASE.

Przetestowanie wielu rozwiązań technologicznych, technicznych i organizacyjnych pozwoliło na obecne i w przyszłości uniezależnienie się od jednego rozwiązania technologicznego. Wnioski z przeprowadzonych prac pilotażowych zostały wykorzystane w opracowanym przez Spółkę i opublikowanym na stronie internetowej Standardzie technicznym dotyczącym warunków budowy elektroenergetycznych linii kablowych na terenie TAURON Dystrybucja SA. Pozytywne wyniki prac pilotażowych wpłynęły na podjęcie działań w celu pozyskania środków finansowych na zakup pługoukładacza z pługiem ciągnionym, co naszym zdaniem w znaczący sposób przyspieszy realizację zadań inwestycyjnych związanych z budową i modernizacją elektroenergetycznych linii kablowych. W tym celu w bieżącym roku zostały skierowane do Ministerstwa Aktywów Państwowych wstępne wnioski o pozyskanie środków finansowych z Krajowego Planu Odbudowy. (...) Jednocześnie Spółka podejmuje działania analityczne, których przedmiotem jest między innymi określenie wpływu na pracę sieci elektroenergetycznej dużego zakresu skablowania sieci SN, a także związane z określeniem i budową potencjalnego rynku dostawców i wykonawców. Obecnie trwają prace analityczne mające określić wpływ akcyjnego kablowania sieci napowietrznej na zasady ochrony od porażenia oraz pracę Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej (EAZ). Trwają również prace analityczne związane z określeniem optymalnego sposobu pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia, przy zwiększonym udziale linii kablowych. Pracownicy Spółki biorą także aktywny udział w pracach kierowanych przez PTPIREE, które w swoich założeniach mają ułatwić proces kablowania sieci SN m.in. poprzez udział w opracowywaniu aktów normalizacyjnych. Wyniki prac zespołów PTPIREE będą podstawą szerokiego wdrożenia opisanych rozwiązań przez krajowych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego”.

(akta kontroli tom I str. 115-116, 120-121)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

W okresie objętym kontrolą Spółka posiadała uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, czym spełniono wymóg określony w art. 16 ust. 13 uPe. Plan rozwoju uzgodniony w 2020 r. zawierał elementy określone w art. 16 ust. 7 uPe oraz, stosownie do art. 16 ust. 1 pkt 3 uPe, uwzględniał PEP 2030. Zgodnie z art. 16 ust. 4 i 14 uPe, Spółka przekazała do Prezesa URE aktualizację Planu rozwoju, w której uwzględniła obowiązki wynikające z implementacji przepisów Unii Europejskiej do prawa krajowego, w zakresie usług elastyczności. Spółka zaplanowała i realizowała zadania inwestycyjne, skutkujące zwiększeniem w 2021 r. długości linii kablowych SN o 5,6% w porównaniu do 2019 r. (wg stanu na koniec tych okresów). Plany inwestycyjne Spółki nie uwzględniały jednak w pełni potrzeb przyłączeniowych nowych instalacji OZE oraz magazynów energii (co przedstawiono w dalszej części wystąpienia), czego przyczyną były niewystarczające środki finansowe przeznaczone na rozwój sieci. Pomimo osiągania corocznie zysku z prowadzonej działalności i uzyskiwania dofinansowania ze środków Unii Europejskiej, polityka właścicielska TAURON PE, realizowana m.in. w oparciu o art. 9d ust. 3 uPe, uniemożliwiała przeznaczanie większych środków na ten cel.

OBSZAR

2. Przyłączanie nowych źródeł OZE, w tym prosumentów

Opis stanu
faktycznego

2.1. W wyniku badania realizacji Planu rozwoju dla dwóch oddziałów Spółki – OOP i OWR, w których w okresie objętym kontrolą wystąpiła największa liczba odmów

przyłączenia do sieci instalacji OZE, tj. odpowiednio 252⁴¹ i 179⁴² oraz największa liczba odmów przyłączenia do sieci magazynów energii, tj. odpowiednio 101⁴³ i osiem⁴⁴ ustalono, że:

a) W załączniku do opracowanego w lipcu 2019 r. i uzgodnionego w marcu 2020 r. przez Prezesa URE Planu rozwoju moduł 4. *Plan inwestycyjny*, w tabeli E42 *Lista projektów inwestycyjnych związana z przyłączeniem nowych źródeł i sieci przedsiębiorstw energetycznych* (w tym OZE) dla OOP ujęto dwa zadania w grupie przyłączeniowej II⁴⁵ oraz siedem zadań w grupie przyłączeniowej III. Dla przyłączenia instalacji OZE o łącznej mocy 35 510 kW zaplanowano wydatki w łącznej kwocie 37 088 tys. zł. Zadania te obejmowały głównie zabudowę aparatury umożliwiającej podłączenie przyłączy oraz zabudowę pojedynczych słupów SN i WN⁴⁶ i linii napowietrznych SN i WN. Analiza realizacji poszczególnych zadań z tabeli E42 wskazuje, że nie zawsze odbywała się ona w założonych terminach. Przykładowo zadanie w grupie przyłączeniowej II dla OOP *Przyłączenie FW Charbielin* było zaplanowane do realizacji w latach 2020–2023 na łączną kwotę 34 100,0 tys. zł, natomiast zostało zrealizowane częściowo w 2020 r. za kwotę 1,5 tys. zł i nie było realizowane w 2021 r. z adnotacją w raporcie z realizacji Planu rozwoju za 2020 r., że zadanie zostało przesunięte w czasie na życzenie inwestora. Natomiast zadanie *Przyłączenie do sieci FW Rozkochów* zaplanowane do realizacji na lata 2020–2021 za kwotę 1 700,0 tys. zł w zakresie dokumentacji nie było realizowane w tym czasie i także zostało przesunięte w czasie „na życzenie inwestora”.

Dla OWR w tabeli E42 przewidziano jedno zadanie w grupie II, siedem zadań w grupie III oraz jedno w grupach IV–VI umożliwiające przyłączenie źródeł o łącznej mocy 51 001,2 kW, na które zaplanowano 35 247,5 tys. zł. Zadanie *Przyłączenie elektrowni na biomasę w Wińsku* (grupa przyłączeniowa II) przewidziane do realizacji w latach 2020–2021 na kwotę 32 886,0 tys. zł zostało częściowo zrealizowane w 2020 r. za kwotę 46,6 tys. zł, a następnie jego realizację przesunięto w czasie „na życzenie inwestora”.

Oprócz realizacji zadań ujętych w Planie rozwoju w tabeli E42 sprawozdania z realizacji Planu rozwoju za lata 2020–2021 obejmowały także kontynuację realizacji zadań ujętych w Planie rozwoju 2017–2022 oraz zadania nieplanowane na etapie opracowania Planu rozwoju.

Do realizowanych zadań nieujętych w Planie rozwoju dla grupy przyłączeniowej II należały w OOP zadania: *A.405 PV Rutki 029735/2020/O03R00 – Przyłączenie PV Rutki* (rozpoczęte w 2021 r.), na które wydatkowano 1,6 tys. zł oraz *A.45 Bud. L.110 kV Tułowice-Hajduki – Przyłączenie FW Charbielin – budowa linii 110 kV relacji Tułowice – Hajduki wraz z zabudową światłowodu*, na które w 2021 r. wydatkowano 258,2 tys. zł w ramach rozbudowy sieci. W oddziale OWR wprowadzono nowe zadanie *DTP/10/U/SM/2012/2014 - dobudowa pola 110 kV w stacji 110/20 kV GPZ R-199 Kąty Wrocławskie - FW Kostomłoty*, na które wydatkowano 24,8 tys. zł.

⁴¹ Dotyczących 58,2% złożonych wniosków (stanowiących 32,2% takich odmów we wszystkich oddziałach).

⁴² Dotyczących 61,1% złożonych wniosków (stanowiących 22,9% takich odmów we wszystkich oddziałach).

⁴³ Dotyczących 66,4% złożonych wniosków (stanowiących 78,3% takich odmów we wszystkich oddziałach).

⁴⁴ Dotyczących 57,1% złożonych wniosków (stanowiących 6,2% takich odmów we wszystkich oddziałach).

⁴⁵ Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej "grupami przyłączeniowymi", według następujących kryteriów: grupa I – podmioty których instalacje przyłączane są do sieci o napięciu powyżej 110 kV, grupa II – podmioty, których instalacje przyłączane są do sieci o napięciu 110 kV, grupa III – przyłączenie do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV i mniejszym niż 110 kV i grupy IV, V i VI dotyczą podmiotów przyłączających instalacje o mocy odpowiednio: większej niż 40 kW (o napięciu poniżej 1 kV), mniejszej niż 40 kW (o napięciu poniżej 1 kV) i poprzez przyłącza tymczasowe w okresie do 1 roku.

⁴⁶ Oznaczenia nN, SN i WN oznaczają odpowiednio: niskie (poniżej 1 kV), średnie (1-60kV) i wysokie (60-400 kV) napięcie.

W grupach przyłączeniowych III-VI w sprawozdaniu z realizacji Planu rozwoju za 2021 r. ujęto dla OOP 45, a dla OWR – 26 nowych zadań.

W efekcie wprowadzenia nowych zadań, nakłady na realizację aktualnego Planu rozwoju na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związaną z tym budową nowych sieci we wszystkich oddziałach Spółki w latach 2020–2021 były wyższe od planowanych w Planie rozwoju odpowiednio o 101, mln zł i 287,8 mln zł.

b) Dla OOP zaplanowano w Planie rozwoju, w tabeli E42 zadania dla przyłączenia instalacji OZE o łącznej mocy 35 510 kW, w sytuacji gdy we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE złożonych w 2018 r. wnioskowano o przyłączenie 11 049 kW, ale już w 2019 r. – 136 566 kW, w 2020 r. - 315 543 kW i w 2021 r. - 1 307 722 kW, czyli wielokrotnie więcej niż zaplanowano. Podobna sytuacja wystąpiła w OWR. Pełna realizacja zadań ujętych w Planie rozwoju umożliwiłaby przyłączenie nowych instalacji OZE o łącznej mocy 51 001,2 kW podczas gdy w 2018 r. wnioskowano o podłączenie 13 239 kW, w 2019 r. – 50 208 kW, w 2020 r. – 115 722 kW i w 2021 r. – 443 822 kW.

c) Zarówno w przypadku OOP, jak i OWR, realizacja powyższych inwestycji nie zmieniła wzrostowej tendencji liczby odmów przyłączenia do sieci instalacji OZE oraz ich odsetka w liczbie składanych wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci takich instalacji, a ponad połowa wniosków spotkała się z odmową.

W latach 2018–2022 (do 30 czerwca) w OOP złożono odpowiednio 14, 67, 78, 187 i 87 wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE. W latach 2018–2019 odmowy przyłączenia nie wystąpiły, w latach kolejnych liczba odmów wzrosła z jednej w 2020 r. (1,3% złożonych w tym roku wniosków) do 131 w 2021 r. (70,1% złożonych w tym roku wniosków), a w I półroczu 2022 r. zbliżyła się do liczby odmów wydanych w całym poprzednim roku i wyniosła 120 (137,9%⁴⁷ złożonych w tym półroczu wniosków). W całym okresie objętym kontrolą z odmową spotkało się zatem 58,2% wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE na obszarze OOP.

Podobna tendencja wzrostowa wystąpiła również w OWR. W latach 2018–2022 (do 30 czerwca) złożono odpowiednio 15, 19, 90, 146 i 23 wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE. W latach 2018–2019 odmowy przyłączenia nie wystąpiły, w latach kolejnych liczba odmów wzrosła z siedmiu w 2020 r. (7,8% złożonych w tym roku wniosków) do 104 w 2021 r. (71,2% złożonych w tym roku wniosków), a w I półroczu 2022 r. wyniosła już 68 (295,7%⁴⁸ złożonych w tym półroczu wniosków). W całym okresie objętym kontrolą z odmową spotkało się zatem 61,1% wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE na obszarze OWR.

d) Pomimo realizacji powyższych inwestycji, w okresie objętym kontrolą znaczna część wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii na obszarze OOP i OWR także spotkała się z odmową.

W OOP w latach 2018–2019 nie złożono takich wniosków, w 2020 r. i 2022 r. (do 30 czerwca) złożono po jednym, a w 2021 r. – 150. Odmowy przyłączenia wystąpiły w latach 2021–2022 w liczbie odpowiednio 96 i pięć (do 30 czerwca). W całym okresie objętym kontrolą z odmową spotkało się zatem 66,4% wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii na obszarze OOP.

⁴⁷ Wydawano również odmowy dotyczące wniosków złożonych w roku poprzednim.

⁴⁸ Jw.

W OWR w latach 2018–2020 nie złożono wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii. W latach 2021–2022 (do 30 czerwca) złożono odpowiednio 12 i dwa wnioski oraz wydano odpowiednio pięć i trzy odmowy. W całym okresie objętym kontrolą z odmową spotkało się zatem 57,1% wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii na obszarze OWR.

(akta kontroli tom I str. 312-313, 315-316, 376-378)

NIK zwraca uwagę, że nawet realizacja w 100% inwestycji określonych w Planie rozwoju dla OOP i OWR nie umożliwiłaby przyłączenia do sieci wszystkich, ujętych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci, instalacji OZE oraz magazynów energii. Taki poziom zaplanowanych zadań Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci Spółki wyjaśniła niewystarczającymi środkami finansowymi przeznaczonymi na rozwój sieci. Spółka wielokrotnie zwracała się do spółki właścicielskiej TAURON PE o przyznanie większych środków na działania inwestycyjne i otrzymała w dwóch przypadkach zgodę na zwiększenie poziomu Planu inwestycyjnego, jednak w stopniu niewystarczającym na znaczącą zmianę sytuacji. Jednocześnie podkreśliła, że *„przy obecnych uwarunkowaniach finansowych nie ma możliwości przesunięcia środków do Oddziałów OWR i OOP. Ewentualne przesunięcie środków do OWR i OOP wiązałoby się z koniecznością ograniczenia nakładów w innych Oddziałach, w których nastąpiłoby pogłębienie problemów, w tym zwiększenie ryzyka pogorszenia bezpieczeństwa pracy sieci (bezpieczeństwa dla otoczenia) oraz ryzyka braku możliwości finansowania realizacji zawartych umów o przyłączenie”*.

Zdaniem Dyrektora, duża liczba odmów przyłączenia instalacji OZE i magazynów energii w poszczególnych obszarach działania Spółki, poza kryteriami technicznymi i ekonomicznymi, uzależniona była również od nasilenia zainteresowania klientów przyłączeniem nowych obiektów do sieci w poszczególnych lokalizacjach. W OOP oraz OWR, w zachodniej części działania Spółki, klienci wykazywali duże zainteresowanie przyłączeniem OZE i magazynów energii, co spowodowało szybsze niż w pozostałych oddziałach wyczerpanie dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł energii.

Dyrektor stwierdziła: (...) *Symulacje niezbędnych nakładów sieciowych opracowywane są dla każdego Oddziału i całej Spółki. W związku z dynamicznym rozwojem OZE i spodziewanym rozwojem e-mobility konieczna jest poprawa elastyczności sieci poprzez budowę nowych powiązań, dobudowę nowych stacji transformatorowych oraz zmniejszenie długości ciągów SN i obwodów nN. Rosnąca liczba źródeł niestabilnych przy nierównomiernie rozłożonych źródłach konwencjonalnych/stabilnych zwiększa dynamikę zmian przepływów dużych mocy na znaczne odległości, co w przypadku braku dostosowania sieci do nowych warunków pracy zwiększa ryzyka przeciążeń i wyłączeń w sieci. W płaszczyźnie planowania rozwoju sieci dokonywana jest priorytetyzacja potrzeb (problemów natury technicznej lub formalno - prawnej), która umożliwia kierowanie do realizacji inwestycji zadań o największym wpływie na poprawę efektywności funkcjonowania sieci TAURON Dystrybucja. Zadania przynoszą oczekiwane rezultaty w miejscach, w których są realizowane. Skala posiadanego majątku oraz niski poziom nakładów inwestycyjnych w stosunku do potrzeb, uniemożliwia osiągnięcie korzyści w skali makro”*.

(akta kontroli tom I str. 341, 345-347, 358-370)

2.2. Według stanu na koniec I półrocza 2022 r. do sieci dystrybucyjnej Spółki przyłączonych było 355 097 instalacji OZE o łącznej mocy 3 942 MW, z tego: 354 465 mikroinstalacji o łącznej mocy 2 657 MW, 508 małych instalacji o łącznej mocy 275 MW oraz 124 pozostałe instalacje OZE o łącznej mocy 1 010 MW.

(akta kontroli tom I str. 267)

W okresie objętym kontrolą w Spółce złożono 2 519 wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE⁴⁹ (w tym 622 dotyczyło małych instalacji⁵⁰

i 53 – mikroinstalacji⁵¹) o łącznej mocy 8 530 427 kW, z tego:

- w 2018 r. 146 wniosków (w tym odpowiednio 32 małych instalacji i siedem mikroinstalacji) o łącznej mocy 152 235 kW – najwięcej, tj. 36 wniosków złożono w OJG (51 850 kW), a w pozostałych 10 oddziałach – od czterech do 16;
- w 2019 r. 313 wniosków (w tym odpowiednio 45 i siedem) o łącznej mocy 577 411 kW – najwięcej, tj. 54, 62 i 67 wniosków złożono odpowiednio w OLG (100 435 kW), OCZ (57 688 kW) i OOP (136 566 kW), a w jednym oddziale – 33 i w pozostałych siedmiu – od siedmiu do 19;
- w 2020 r. 644 wnioski (w tym odpowiednio 89 i 13) o łącznej mocy 1 769 981 kW – najwięcej, tj. 111 i 117 wniosków złożono odpowiednio w OLG (729 496 kW) i OCZ (184 827 kW), a w pięciu oddziałach – od 51 do 90 i w czterech – od 11 do 26;
- w 2021 r. 1036 wniosków (w tym odpowiednio 181 i 16) o łącznej mocy 4 954 644 kW – najwięcej, tj. 174 i 187 wniosków złożono odpowiednio w OCZ (619 269 kW) i OOP (1 307 722 kW), a w dwóch oddziałach – 131 i 146 i w siedmiu – od 16 do 87;
- w 2022 r. (do 30 czerwca) 380 wniosków (w tym odpowiednio 275 i 10) o łącznej mocy 1 076 156 kW – najwięcej, tj. 87 wniosków złożono w OOP (384 805 kW), a w pozostałych 10 oddziałach – od dziewięciu do 50.

(akta kontroli tom I str. 306-313)

W okresie objętym kontrolą w Spółce wydano 782 odmów przyłączenia do sieci instalacji OZE⁵² (w tym 132 dotyczyło małych instalacji, a mikroinstalacje nie wystąpiły) o łącznej mocy 3 898 483 kW, z tego:

- w 2019 r. jedna odmowa przyłączenia instalacji o mocy 12 650 kW w OCZ;
- w 2020 r. 26 odmów przyłączenia instalacji o łącznej mocy 69 456 kW – 16 w OLG (17 500 kW), siedmiu w OWR (6 999 kW), jednej w OOP (34 040 kW), jednej w OBD (9 992 kW), jednej w OJG (925 kW);

⁴⁹ Nie dotyczy przypadków gdy przyłączenie mikroinstalacji do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia. Zgodnie z art. 7 ust. 8d⁴ uPe, w przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego.

⁵⁰ Instalacja OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

⁵¹ Instalacja OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

⁵² Co stanowiło 31% liczby złożonych w okresie objętym kontrolą wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE. Biorąc pod uwagę wyłącznie lata 2020–2022 (do 30 czerwca), relacja odmów do liczby złożonych w tym okresie wniosków kształtowała się na poziomie 38%.

- w 2021 r. 387 odmów przyłączenia instalacji (w tym pięć dotyczyło małych instalacji) o łącznej mocy 1 472 973 kW – 131 w OOP (638 467 kW), 104 w OWR (317 784 kW), 40 w OCZ (263 187 kW), 35 w OLG (116 476 kW), 28 w OWB (52 941 kW), 27 w OJG (55 641 kW), 22 w OTR (28 477 kW);
- w 2022 r. (do 30 czerwca) 368 odmów przyłączenia instalacji (w tym 127 dotyczyło małych instalacji) o łącznej mocy 2 343 404 kW – 120 w OOP (843 031 kW), 68 w OWR (120 805 kW), 38 w OCZ (168 971 kW), 51 w OLG (677 472 kW), 29 w OWB (182 496 kW), 15 w OTR (16 863 kW), 43 w OJG (224 256 kW), cztery w OGL (109 510 kW).

Według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci, nie wystąpiły przypadki niepowiadomienia o odmowie Prezesa URE bądź uznania przez ten organ odmowy za niezasadną.

(akta kontroli tom I str. 306-311, 313-314)

W wyniku badania losowo wybranych 40 spraw prowadzonych w związku ze złożeniem w latach 2018–2022 (do 30 czerwca) wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE⁵³ ustalono, że:

- we wszystkich przypadkach wnioskodawcą były spółki prawa handlowego (34 spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, cztery spółki akcyjne, dwie spółki jawne), wśród których nie było podmiotów należących do właściciela Spółki, tj. TAURON PE);
- w wymaganych przypadkach zapewniono sporządzenie ekspertyzy wpływu instalacji OZE na system elektroenergetyczny, zgodnie z art. 7 ust. 8ea uPe (obowiązującym od 18 lutego 2021 r.) / art. 7 ust. 8e uPe. Zewnętrznych wykonawców ekspertyz wyłoniono w konkurencyjnym trybie wyboru ofert;
- 23 wnioski (57,5%) rozpatrzono pozytywnie, w terminach określonych w art. 7 ust. 8g uPe, z uwzględnieniem (obowiązujących od 19 września 2020 r.) art. 7 ust. 8g¹, 8g⁴ i 8g⁶ – Spółka wydała warunki przyłączenia, które wraz z projektem umowy wysłano do wnioskodawców w terminie od 21 do 149 dni od daty wpływu kompletnego wniosku wraz z wymaganą zaliczką na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Z uwzględnieniem okresu ważności wydanych warunków przyłączenia określonego w art. 7 ust. 8i uPe (dwa lata od ich doręczenia), w siedmiu przypadkach proces zawierania umów o przyłączenie do sieci był w toku, a w pozostałych 16 przypadkach umowy takie zostały zawarte, z tego: w dwóch przypadkach przyłącza wykonano (w okresie nieprzekraczającym 12 miesięcy od podpisania umowy), 13 umów było w trakcie realizacji (nie doszło do przekroczenia umownych terminów wykonania przyłączy), a jedna umowa została wypowiedziana przez wnioskodawcę;
- w przypadku 14 wniosków (35,0%) Spółka odmówiła wydania warunków przyłączenia, każdorazowo podając pisemne uzasadnienie sporządzone w oparciu o ekspertyzy/analizy możliwości przyłączenia wnioskowanych instalacji OZE do sieci dystrybucyjnej. We wnioskach z analiz stwierdzono każdorazowo brak możliwości technicznych przyłączenia (w ośmiu przypadkach z powodu niespełnienia kryteriów zmian napięcia w stanie normalnej pracy sieci lub nagłego odłączenia źródeł wytwórczych, a w sześciu przypadkach – kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN). Zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe, Spółka w każdym przypadku powiadomiła Prezesa URE i wnioskodawcę o odmowie, podając jej przyczyny

⁵³ 20 spraw z lat 2018–2020 i 20 spraw z lat 2021–2022.

(do dnia zakończenia kontroli NIK, Spółka nie otrzymała od Prezesa URE informacji o zamiarze prowadzenia postępowania w sprawie tych odmów);

- trzy wnioski (7,5%) pozostawiono bez rozpatrzenia, stosownie do art. 7 ust. 8c w związku z art. 7 ust. 8a uPe, bowiem wnioskodawcy nie wnieśli wymaganych zaliczek.

(akta kontroli tom II str. 281-468)

Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci poinformowała: „W związku ze specjalistycznym charakterem wykonywanych ekspertyz, postępowania przetargowe na wybór wykonawców ekspertyz przeprowadzane są w trybie ofertowym. Zaprośzeni Wykonawcy muszą posiadać odpowiednią wiedzę i doświadczenie gwarantujące należyte wykonanie usługi, co weryfikowane jest na podstawie, przedkładanych w ofercie przetargowej, referencji z wcześniej wykonanych zleceń realizowanych zarówno dla TAURON Dystrybucja S.A., jak i dla innych operatorów. Zaprośzeni Wykonawcy mają postawiony wymóg dysponowania niezbędnymi modelami i narzędziami obliczeniowymi, które dodatkowo, w przypadku przyłączeń do sieci 110 kV, narzucane są przez Operatora Systemu Przesyłowego, opiniującego sporządzane ekspertyzy w procesie rozpatrywania wniosków o przyłączenie do takiej sieci. Wykonywanie ekspertyz przez podmioty zewnętrzne gwarantuje ich realizację przez niezależnego od OSD eksperta, co jest ważnym argumentem w ewentualnych sporach prowadzonych przed Urzędem Regulacji Energetyki. Zaproszenia do złożenia ofert na wykonanie ekspertyz kierowane są do biur projektowych oraz jednostek badawczych, z którymi branża elektroenergetyczna współpracuje od wielu lat, i których rzetelność i merytoryczna wiedza została potwierdzona przy realizacji wielu projektów. Formalnie od zaproszonych ekspertów nie są wymagane uprawnienia zawodowe, określone w przepisach innych niż Ustawa - Prawo energetyczne i rozporządzeniach wykonawczych do tej Ustawy, jednak każdy z ekspertów sporządzających ekspertyzy posiada tytuł zawodowy magister inżynier na kierunku elektrotechnika, przy czym większość osób, o specjalności elektroenergetyka. Praca zawodowa większości ekspertów związana jest z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym, a w szczególności z pracami analitycznymi w tym obszarze. Eksperti ci są autorami, współautorami lub osobami zatwierdzającymi wyniki analiz i innych dokumentów określających pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. (...) Obecnie, z uwagi na wyczerpywanie się zakresu i wartości umów na wykonanie ekspertyz, rosnące koszty jednostkowe wykonywania ekspertyz oraz przewidywany wzrost liczby zleceń, wystąpi konieczność dokonania wyboru wykonawców ekspertyz w trybie zgodnym z przepisami Prawa zamówień publicznych. W związku z tym zastanawiamy się nad określeniem wymagań formalnych w stosunku do osób wykonujących ekspertyzy w taki sposób, aby przy zachowaniu konkurencyjności ofert uzyskać niezbędną i oczekiwaną jakość merytoryczną usługi”.

(akta kontroli tom I str. 335-338)

2.3. W okresie objętym kontrolą w Spółce złożono 216 wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii, z tego: jeden wniosek w 2020 r. (w OOP), 193 wnioski w 2021 r. (150 w OOP, 12 w OWR, siedem w OJG, po sześć w OLG i OGL, po trzy w OWB, OTR i OCZ, dwa w OKR, jeden w OBB) i 22 wnioski w I półroczu 2022 r. (sześć w OBD, cztery w OGL, trzy w OWB, po dwa w OWR i OTR, po jednym w OJG, OLG, OOP, OBB i OKR).

W okresie objętym kontrolą w Spółce wydano 129 odmów przyłączenia do sieci magazynów energii⁵⁴, z tego: 104 odmowy w 2021 r. (96 w OOP, pięć w OWR, dwie w OTR, jedną w OCZ) oraz 25 omów w I półroczu 2022 r. (sześć w OLG, pięć w OOP, po cztery w OJG i OWB, trzy w OWR, dwie w OGL, jedną w OTR). Według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Spółki, nie wystąpiły przypadki niepowiadomienia o odmowie Prezesa URE bądź uznania przez ten organ odmowy za niezasadną.

(akta kontroli tom I str. 306, 309, 315-316)

W wyniku badania losowo wybranych 20 (9,3%) spraw prowadzonych w związku ze złożeniem w latach 2021–2022 (do 30 czerwca) wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii ustalono, że:

- 17 wniosków rozpatrzono w terminach określonych w art. 7 ust. 8g pkt 4 i pkt 5 uPe, liczonych od daty wniesienia zaliczki, zgodnie z art. 7 ust. 8g¹ uPe, tj. odpowiednio do 120 dni (III grupa przyłączeniowa) i do 150 dni (II grupa przyłączeniowa) dla magazynów przyłączanych do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV. Trzy wnioski rozpatrzono z przekroczeniem powyższych terminów o 45, 52 i 8 dni, co było dopuszczalne w sytuacji spełnienia wymogu określonego w art. 7 ust. 8g⁶ uPe, tj. poinformowania podmiotów wnioskujących o przyłączenie do sieci o konieczności przedłużenia terminu (nieprzekraczającego połowy tego terminu), wraz z uzasadnieniem;
- w wymaganych przypadkach zapewniono sporządzenie ekspertyzy wpływu magazynu energii na system elektroenergetyczny, zgodnie z art. 7 ust. 8ea uPe (obowiązującym od 18 lutego 2021 r.) / art. 7 ust. 8e uPe. W czterech przypadkach ekspertyzy zostały wykonane przez podmioty zewnętrzne, które wyłoniono w konkurencyjnym trybie wyboru ofert biur projektowych i jednostek badawczych, posiadających wiedzę, doświadczenie i referencje z wcześniej wykonanych zleceń, jak również niezbędne modele i narzędzia obliczeniowe do analizy sieci (w przypadku sieci 110 kV wymagania narzuca także OSP, opiniujący sporządzane ekspertyzy). Osoby wykonujące ekspertyzy, według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci, posiadały specjalistyczne wykształcenie w kierunku elektrotechnika oraz referencje z wcześniej wykonanych prac analitycznych (byli także autorami, współautorami lub osobami zatwierdzającymi wyniki analiz określających pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego). Zasady sporządzania analiz przez pracowników Spółki (co nastąpiło w 16 badanych przypadkach) w zakresie ich wykształcenia i doświadczenia były takie same, jak w przypadku podmiotów zewnętrznych. Wykorzystywali oni w tym celu aplikację OeS, która wspierała opracowanie analiz sieciowych w zakresie obliczeń inżynierskich w sieciach elektroenergetycznych;
- siedem wniosków (35,0%) rozpatrzono pozytywnie. W jednym przypadku zawarto umowę o przyłączenie do sieci i nastąpiło to w okresie ważności warunków przyłączenia, określonym w art. 7 ust. 8i uPe (dwa lata od ich doręczenia). Końcowy termin realizacji przyłączenia ustalono w umowie na 31 sierpnia 2024 r. W pozostałych sześciu przypadkach proces zawierania umów był w toku (nie upłynął okres ważności warunków przyłączenia);
- w przypadku 13 wniosków (65,0%) Spółka odmówiła wydania warunków przyłączenia z przyczyn technicznych. Odmowy te opierały się na specjalistycznych analizach wpływu przyłączanego obiektu do sieci

⁵⁴ Co stanowiło 60% liczby złożonych w okresie objętym kontrolą wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci magazynów energii.

dystrybucyjnej Spółki. Powodem odmowy było niespełnienie kryteriów technicznych w zakresie dopuszczalnych zmian napięcia przy rozładowaniu, oceny zapasu mocy w węźle dla różnych wariantów pracy sieci, a także warunków zwarciowych w poszczególnych elementach sieci. W wyniku wykonanych ekspertyz proponowano prace modernizacyjne elementów sieci z propozycją parametrów nowych elementów, zarówno w sieci dystrybucyjnej jak i w sieci Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.⁵⁵ Przyłączenie magazynów energii rozpatrywano w aspekcie dostarczania energii w czasie ładowania magazynu oraz odbioru energii w czasie rozładowania magazynu. Z uwagi na to, że w czasie rozładowania stanowi on źródło energii w sieci, w analizach wpływu na system elektroenergetyczny sprawdzano spełnienie kryteriów przyłączania analogicznie jak dla źródła wytwórczego. Zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe, Spółka w każdym przypadku powiadomiła Prezesa URE i wnioskodawcę o odmowie, podając jej przyczyny. W jednym przypadku wnioskodawca złożył skargę do Prezesa URE na odmowę wydania warunków przyłączenia pomimo faktu, że PSE odmówiły uzgodnienia warunków technicznych przyłączenia przedmiotowego magazynu energii o mocy 50 MW do sieci 110 kV. Skarga w czasie niniejszej kontroli NIK była w trakcie rozpatrywania;

- jeden wniosek (rozpatrzony pozytywnie) został złożony przez podmiot należący do TAURON PE (właściciela Spółki), a w lokalizacji objętej tym wnioskiem nie wystąpiły w ramach badanej próby przypadki odmowy wydania warunków przyłączenia. Według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci, nie odmówiono także innym podmiotom przyłączenia magazynu energii do sieci dystrybucyjnej w tej lokalizacji. Nie stwierdzono zatem uprzywilejowanego traktowania spółek Grupy TAURON, stanowiącego naruszenie określonej w art. 7 ust. 1 uPe zasady równoprawnego traktowania ubiegających się o przyłączenie do sieci.

(akta kontroli tom I str. 306, 309, 335-339, tom II str. 472-473)

2.4. Stosownie do wymogów określonych w art. 7 ust. 8l uPe, Spółka sporządziła i opublikowała na stronie internetowej www.auron-dystrybucia.pl/przylaczenie-do-sieci:

- zestawienie przedstawiające informacje, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 uPe, dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji oraz dat wydania warunków przyłączenia i zawarcia umów o przyłączenie do sieci. Ponadto zestawienie zawierało kolumnę o nazwie *Data wydania informacji o możliwości zawarcia umowy kompleksowej lub dystrybucyjnej*. W zestawieniu nie podano jednak wymaganej w ww. przepisie informacji dotyczącej daty rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, co opisano w dalszej części wystąpienia pokontrolnego w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*,
- zestawienie przedstawiające informacje, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 2 uPe, dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł i planowanych zmian tych wartości (w perspektywie do 2027 r.) dla całej sieci Spółki o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, z podziałem na grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym

⁵⁵ Dalej: PSE.

(obejmujące od kilku do kilkunastu węzłów stacji elektroenergetycznych⁵⁶). Informacje te nie umożliwiały jednak potencjalnemu ich odbiorcy zidentyfikowania konkretnego miejsca, w którym możliwe byłoby przyłączenie do sieci nowego źródła. Zamieszczone na stronie internetowej Spółki⁵⁷ zestawienie za IV kwartał 2022 r. przedstawiało zerowe ilości dostępnej mocy przyłączeniowej dla większości grup. Poinformowano przy tym, że dane te mają charakter szacunkowy, a o rzeczywistej możliwości przyłączenia źródła wytwórczego decydują wyniki ekspertyzy sporządzonej na etapie rozpatrywania wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci. Podano ponadto, że z uwagi na liczne i znaczące zmiany w modelowanej sieci elektroenergetycznej, w porównaniu do poprzednich aktualizacji danych, w ramach bieżącego opracowania przeprowadzono ponowną analizę węzłów koherentnych pod względem oddziaływania na sieć przyłączonych do nich źródeł, w wyniku czego utworzono nowe grupy węzłów koherentnych, które różnią się od tych wykorzystywanych w poprzednich opracowaniach.

(akta kontroli tom I str. 307, 310, 317-330, tom II str. 472-474)

2.5. Według informacji Dyrektora Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci, w okresie objętym kontrolą nie wystąpiły przypadki, o których mowa w art. 7 ust. 8d¹⁰ uPe, tj. ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci instalacji OZE z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy tej sieci („nadmiar” energii w sieci), ani przypadki wystąpienia przez Prezesa URE o wydanie przez Spółkę opinii w procesie wydawania zgody na budowę linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a ust. 3 pkt 1 uPe.

(akta kontroli tom I str. 307, 310)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono nieprawidłowość polegającą na tym, że nie spełniono wymogu ujęcia w zamieszczonym na stronie internetowej Spółki zestawieniu jednej z informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 uPe, tj. daty rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, w związku z przyłączeniem źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

Kierownik Biura Przyłączeń Spółki wyjaśnił, że zachodziły przypadki przyłączania do sieci źródeł wytwórczych, które stanowią lokalne źródło energii elektrycznej w ramach obiektu odbiorczego i cała wytworzona energia w takim źródle jest zużywana w tym obiekcie tzw. autoprodukcja. Jak dalej wyjaśnił, w takich przypadkach nie było możliwe ustalenie daty dostarczenia energii do sieci i z tego powodu publikowano datę wydania informacji o możliwości zawarcia umowy kompleksowej, jako tożsamą z datą rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, a informacja ta umożliwiała zawarcie umów niezbędnych dla rozpoczęcia generacji energii elektrycznej przez wszystkie rodzaje źródeł energii elektrycznej – „*od tej daty uznajemy, że każde źródło może generować energię elektryczną co oznacza, że proces przyłączenia do sieci został zakończony*”.

(akta kontroli tom I str. 307, 310, 317-330, tom II str. 474)

NIK zwraca uwagę, że sytuacja szczególna, jaką jest brak wprowadzania energii do sieci w wyniku autokonsumpcji nie uzasadnia generalnego odstępstwa od wymogu ustawowego. Rozwiązaniem w takiej sytuacji mogłaby być informacja alternatywna: zarówno z datą rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej jak i z datą wydania informacji o możliwości zawarcia umowy kompleksowej dla przypadków

⁵⁶ Tzw. węzłów koherentnych, obejmujących kilka głównych punktów zasilania (GPZ). Oznacza to, że nie można wskazać konkretnego miejsca sieci, do którego można przyłączyć dane źródło.

⁵⁷ <https://www.tauron-dystrybucja.pl/przyloczenie-do-sieci/dostepne-moce/dla-wytworcow1>

stuprocentowej autokonsumpcji, co byłoby użyteczne dla oceny skali rozwoju tego zjawiska.

OCENA CZĄSTKOWA

W Spółce prawidłowo rozpatrzono objęte badaniem wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci instalacji OZE i magazynów energii. Warunki te wydano w terminach określonych w art. 7 ust. 8g i 8g⁶ uPe. O odmowach wydania warunków przyłączenia powiadomiono Prezesa URE i wnioskodawców podając przyczyny tych odmów, zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe. Nie wystąpiło przy tym uprzywilejowane traktowanie podmiotów z grupy TAURON, stanowiące naruszenie określonej w tym przepisie zasady równoprawnego traktowania ubiegających się o przyłączenie do sieci. Umowy o przyłączenie do sieci zawarto w okresie ważności wydanych warunków, określonym w art. 7 ust. 8i uPe. Opublikowano informacje wymagane w art. 7 ust. 8l uPe, z wyjątkiem daty rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, w związku z przyłączeniem źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, przy czym opublikowane informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł i planowanych zmian tych wartości dla całej sieci Spółki o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, nie umożliwiały potencjalnemu ich odbiorcy zidentyfikowania konkretnego miejsca, w którym możliwe byłoby przyłączenie do sieci nowego źródła. Spółka w niewystarczającym stopniu inwestowała w rozwój sieci w objętych badaniem oddziałach, w których wystąpiło najwięcej odmów przyłączenia instalacji OZE i magazynów energii. Powodem była polityka właścicielska TAURON PE, która pomimo wypracowanego przez Spółkę zysku, uniemożliwiała zwiększenie nakładów inwestycyjnych na rozwój sieci w stopniu zapewniającym zmianę wzrostowej tendencji liczby takich odmów w badanych oddziałach. W Spółce priorytetem była realizacja zadań inwestycyjnych skutkujących większym bezpieczeństwem pracy sieci oraz przyłączeniem do sieci nowych odbiorców energii elektrycznej.

OBSZAR

3. Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych

Opis stanu faktycznego

3.1. W latach 2018–2022 (do 30 czerwca) do Spółki wpłynęły 520 988 wnioski o określenie / zmianę warunków przyłączenia odbiorców do sieci dystrybucyjnej⁵⁸, z których 160 884 dotyczyło zmiany warunków przyłączenia⁵⁹, a 1 030 – przyłączenia punktów ładowania⁶⁰. Najwięcej wniosków złożyli wnioskodawcy, o których mowa w art. 7 ust. 8g pkt 1 uPe (498 862, tj. 95,56%), a w dalszej kolejności – wnioskodawcy, o których mowa w art. 7 ust. 8g pkt 2 (15 449, tj. 2,96%), art. 7 ust. 8g pkt 3 uPe (7 658, tj. 1,47%) oraz art. 7 ust. 8g pkt 5 (73, tj. 0,01%).

W okresie objętym kontrolą wystąpiły dwie odmowy przyłączenia do sieci (nie dotyczyły one punktów ładowania) na wnioski złożone w 2021 r. przez wnioskodawców, o których mowa w art. 7 ust. 8g pkt 3 i 5 uPe.

(akta kontroli tom II str. 1-16)

⁵⁸ OJG 20 700, OLG 18 796, OWB 24 630, OWR 56 958, OOP 37 550, OCZ 32 763, OGL 83 916, OBD 35 696, OBB 57 882, OKR 121 251, OTR 30 846.

⁵⁹ OJG 7 276, OLG 5 198, OWB 8 381, OWR 19 154, OOP 16 116, OCZ 11 656, OGL 15 199, OBD 12 556, OBB 19 927, OKR 38 887, OTR 6 534.

⁶⁰ OJG 69, OLG 44, OWB 56, OWR 116, OOP 55, OCZ 31, OGL 198, OBD 112, OBB 63, OKR 236, OTR 50.

3.2. W wyniku badania dwóch (100%) spraw, w których wydano odmowy, ustalono, że zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe Spółka powiadomiła Prezesa URE i wnioskodawców o odmowach, podając ich przyczyny (do dnia zakończenia nin. kontroli NIK Spółka nie otrzymała informacji o zamiarze prowadzenia przez ww. organ postępowań w tych sprawach). Nie stwierdzono naruszenia zasady równoprawnego traktowania ubiegających się o przyłączenie do sieci, określonej w ww. przepisie.

a) Odmowę z dnia 23 września 2021 r. w sprawie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci na terenie OGL (złożonego 2 czerwca 2021 r. na moc 6 400 kW) wydano z uwagi na to, że wnioskodawca (PKP Polskie Linie Kolejowe S.A.) wnioskował o określenie tych warunków dla obiektu podstacji trakcyjnej w Katowicach, dla którego wcześniej wydane już zostały warunki przyłączenia na wniosek innego podmiotu (PKP Energetyka S.A.). Spółka prowadziła również z ww. podmiotami korespondencję w celu wyjaśnienia, który z nich dysponuje prawem własności do nieruchomości oraz który będzie ostatecznie realizował roboty w zakresie zasilania przedmiotowego obiektu. W rezultacie, w dniu 28 lipca 2022 r. PKP PLK S.A. złożyła nowy wniosek o określenie warunków przyłączenia obiektu podstacji, która ma powstać w lokalizacji innej niż pierwotnie planowano. Warunki przyłączenia dla nowej lokalizacji, wydane w terminie określonym w art. 7 ust. 8g pkt 3 uPe, zostały wysłane do wnioskodawcy 5 września 2022 r.

(akta kontroli tom II str. 17-23)

b) Odmowę z dnia 10 maja 2022 r. w sprawie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dla obiektu w Skawinie (II grupa przyłączeniowa) na terenie OKR (złożonego 29 września 2021 r. na moc 84 000 kW) uzasadniono brakiem technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia (tj. brakiem niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w stanie istniejącym oraz planowanym do realizacji według Planu rozwoju Spółki oraz Planu rozwoju PSE na lata 2021–2030). W uzasadnieniu przywołano wyniki ekspertyzy wpływu przyłączenia obiektu na Krajowy System Elektroenergetyczny, która wykazała niespełnianie wymaganych parametrów technicznych, a „(...) przyłączenie, bez zachowania parametrów technicznych sieci, stworzyłoby zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego”. Przedstawiono również warunki, które winny zostać spełnione, aby umożliwić przyłączenie obiektu do sieci po 2030 r. (przebudowa/modernizacja wskazanych elementów sieci po modyfikacji przez Prezesa URE Planu rozwoju Spółki, zaplanowanie i wykonanie modernizacji wskazanych elementów sieci przez PSE, złożenie nowego wniosku).

(akta kontroli tom II str. 24-28)

3.3. W wyniku badania losowo wybranych 40 spraw prowadzonych w związku ze złożeniem w latach 2018–2022 (do 30 czerwca) wniosków o określenie / zmianę warunków przyłączenia do sieci⁶¹ ustalono, że:

- w przypadku każdego wniosku Spółka podejmowała czynności bez zbędnej zwłoki, a warunki przyłączenia do sieci wydano w terminach określonych w art. 7 ust. 8g uPe oraz wysłano je do wnioskodawców wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci, spełniającym wymogi określone w art. 7 ust. 2 uPe, w okresie od trzech do 28 dni od daty wpływu kompletnego wniosku;
- w 30 sprawach doszło do podpisania umów o przyłączenie do sieci i nastąpiło to w okresie ważności warunków przyłączenia określonym w art. 7 ust. 8i uPe (dwa lata), jedna sprawa była w trakcie procedowania (nie upłynął powyższy okres), a w dziewięciu sprawach wnioskodawcy (osoby fizyczne) nie podpisały umów;

⁶¹ 20 spraw z lat 2018–2020 i 20 spraw z lat 2021–2022.

- w 25 sprawach wykonano przyłącza w terminie określonym w umowie (w tym w 21, tj. 84% spraw przyłącza wykonano w okresie nieprzekraczającym 12 miesięcy od podpisania umowy), cztery umowy były w trakcie realizacji (nie przekroczone terminu), a jedna umowa została rozwiązana na wniosek wnioskodawcy;
- żaden z wniosków nie został złożony przez podmiot należący do TAURON PE (właściciela Spółki). Nie stwierdzono zatem uprzywilejowanego traktowania spółek Grupy TAURON, stanowiącego naruszenie określonej w art. 7 ust. 1 uPE zasady równoprawnego traktowania ubiegających się o przyłączenie do sieci.

(akta kontroli tom II str. 29-36)

3.4. W wyniku badania losowo wybranych 10 spraw prowadzonych w związku ze złożeniem w okresie objętym kontrolą wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci punktów ładowania ustalono, że:

- w przypadku każdego wniosku Spółka podejmowała czynności bez zbędnej zwłoki, a warunki przyłączenia do sieci wydano w terminach określonych w art. 7 ust. 8g uPe oraz wysłano je do wnioskodawców wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci, spełniającym wymogi określone w art. 7 ust. 2 uPe, w okresie od jednego do 27 dni od daty wpływu kompletnego wniosku;
- w siedmiu sprawach doszło do podpisania umów o przyłączenie do sieci i nastąpiło to w okresie ważności warunków przyłączenia określonym w art. 7 ust. 8i uPe (dwa lata), a trzy sprawy były w trakcie procedowania (nie upłynął powyższy okres);
- w czterech sprawach wykonano przyłącza w terminie określonym w umowie (w okresie nieprzekraczającym 12 miesięcy od podpisania umowy), a trzy umowy były w trakcie realizacji (nie przekroczone terminu);
- osiem wniosków złożyły podmioty gospodarcze (w tym jeden należący do Grupy TAURON, który wnioskował o przyłącze w lokalizacji niebędącej wcześniej
-
- przedmiotem innych wniosków w tym zakresie), jeden wniosek złożył samorząd terytorialny, jeden wniosek złożyła osoba fizyczna.

(akta kontroli tom II str. 34, 37-102)

3.5. Według danych przedstawionych przez Spółkę, w kolejnych latach okresu objętego kontrolą wydano warunki przyłączenia dla wnioskodawców:

a) zaliczonych do V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV:

- w 2018 r. – 89 892 (z tego dla 63 313 do 21 dni od złożenia wniosku i dla 26 579, tj. 29,6%, w dłuższym okresie; czas maksymalny to 78, a średni – 16 dni),
- w 2019 r. – 98 972 (z tego odpowiednio 69 512 i 29 460, tj. 29,8%; czas maksymalny to 102, a średni – 17 dni),
- w 2020 r. – 112 586 (z tego odpowiednio 86 579 i 26 007, tj. 23,1%; maksymalny czas to 87, a średni – 15,5 dnia),
- w 2021 r. 138 233 (z tego odpowiednio 137 909 i 324, tj. 0,2%; czas maksymalny to 88, a średni – 13 dni),
- w I półroczu 2022 r. 62 365 (z tego odpowiednio 62 191 i 174, tj. 0,3%; czas maksymalny to 75, a średni – 11 dni);

b) zaliczonych do IV grupy przyłączeniowej, przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV:

- w 2018 r. – 3 058 (z tego dla 3 055 do 30 dni od złożenia wniosku i dla trzech, tj. 0,1%, w dłuższym okresie; czas maksymalny to 83, a średni – 17 dni),
- w 2019 r. – 2 921 (z tego odpowiednio 2 913 i ośmiu, tj. 0,3%; czas maksymalny to 94, a średni – 18 dni),
- w 2020 r. – 3 257 (z tego odpowiednio 3 254 i trzech, tj. 0,1%; czas maksymalny to 56, a średni – 16 dni),
- w 2021 r. – 3 972 (z tego odpowiednio 3 965 i siedmiu, tj. 0,2%; czas maksymalny to 49, a średni – 16 dni),
- w I półroczu 2022 r. – 2 413 (z tego odpowiednio 2 407 i sześciu, tj. 0,2%; czas maksymalny to 45, a średni – 15 dni);

c) zaliczonych do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanych do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonych w źródło ani magazyn energii elektrycznej:

- w 2018 r. – 1 670 (z tego dla 1 112 do 60 dni od złożenia wniosku i dla 558, tj. 33,4%, w dłuższym okresie; czas maksymalny to 150, a średni – 53 dni),
- w 2019 r. – 1 666 (z tego odpowiednio 1 057 i 609, tj. 36,6%; czas maksymalny to 150, a średni – 60 dni),
- w 2020 r. – 1 588 (z tego odpowiednio 1 979 i 609, tj. 38,4%; czas maksymalny to 150, a średni – 67 dni),
- w 2021 r. – 1 847 (z tego odpowiednio 1 836 i 11, tj. 0,6%; czas maksymalny to 89, a średni – 49 dni),
- w I półroczu 2022 r. – 1 154 (z tego odpowiednio 1 147 i siedmiu, tj. 0,6%; czas maksymalny to 89, a średni – 44 dni),

d) zaliczonych do III lub VI grupy przyłączeniowej dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV, wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej:

- w 2018 r. – 125 (z tego dla 93 do 120 dni od złożenia wniosku i dla 32, tj. 25,6%, w dłuższym okresie; czas maksymalny to 150, a średni – 81 dni),
- w 2019 r. – 216 (z tego odpowiednio 137 i 79, tj. 36,6%; czas maksymalny to 150, a średni – 86 dni),
- w 2020 r. – 443 (z tego odpowiednio 251 i 192, tj. 43,3%; czas maksymalny to 150, a średni – 95 dni),
- w 2021 r. – 521 (z tego odpowiednio 478 i 43, tj. 8,3%; czas maksymalny to 150, a średni – 90,5 dnia),
- w I półroczu 2022 r. – 241 (z tego 238 i trzech, tj. 1,2%; czas maksymalny to 153, a średni – 73 dni),

e) zaliczonych do I lub II grupy przyłączeniowej:

- w 2018 r. – 29 (dla wszystkich do 150 dni od złożenia wniosku; czas maksymalny to 150, a średni – 128 dni),
- w 2019 r. – 17 (dla wszystkich do 150 dni od złożenia wniosku; czas maksymalny to 149, a średni – 118 dni),
- w 2020 r. – 33 (dla wszystkich do 150 dni od złożenia wniosku; czas maksymalny to 150, a średni – 126 dni),
- w 2021 r. – 37 (z tego dla 30 do 150 dni od złożenia wniosku i dla siedmiu, tj. 18,9%, w dłuższym okresie; czas maksymalny to 217, a średni – 138 dni),
- w I półroczu 2022 r. – 24 (z tego odpowiednio 14 i 10, tj. 41,7%; czas maksymalny to 224, a średni – 161 dni).

(akta kontroli tom II str. 103-109)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Spółki w badanym obszarze. Prawidłowo rozpatrzono objęte badaniem wnioski o określenie / zmianę warunków przyłączenia do sieci nowych odbiorców, w tym wnioski rozpatrzone odmownie (wystąpiły zaledwie dwa takie przypadki na blisko 521 tys. wniosków złożonych w okresie objętym kontrolą). Warunki wydano w terminach określonych w art. 7 ust. 8g uPe. O odmowach wydania warunków powiadomiono Prezesa URE i wnioskodawców podając przyczyny tych odmów, zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe. Umowy o przyłączenie do sieci zawarto w okresie ważności wydanych warunków, określonym w art. 7 ust. 8i uPe.

4. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Opis stanu faktycznego

4.1. Prace związane z opracowaniem dla Spółki systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczonej energii elektrycznej, w trakcie nin. kontroli NIK znajdowały się na etapie projektowania takiego systemu. Na podstawie przeprowadzonych analiz i przyjętych założeń biznesowych opracowane zostały kompletne wymagania funkcjonalne dla systemu informatycznego o nazwie *System oceny propagacji i poprawy parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych (SOPJEE)*. Spółka wyjaśniła, że planowane jest wdrożenie systemu do końca 2024 r., a wobec tego, że SOPJEE jest jej indywidualną inicjatywą, nie są prowadzone z innymi OSD konsultacje dotyczące opracowania i wdrożenia tego systemu.

(akta kontroli tom II str. 113-117)

Kierownik Biura Utrzymania Sieci wyjaśnił: „*Podstawowym celem wdrożenia SOPJEE jest dostarczenie organizacji zautomatyzowanego narzędzia analitycznego oraz obliczeniowego do przechowywania danych pomiarowych, wyników analiz i obliczeń oraz wskaźników jakościowych, raportowania analitycznego i statystycznego, wspomaganie planowania działań eksploatacyjnych i inwestycyjnych oraz wsparcie w realizacji obowiązków nałożonych prawem na Spółkę (wylizania bonifikat, przekazywanie danych do CSIRE⁶², przekazywanie danych JEE do klientów itp.)*”.

(akta kontroli tom II str. 113-117)

4.2. W okresie objętym kontrolą Spółka zbierała dane dotyczące przerw w dostawach energii i jakości energii elektrycznej w formie krajowych wskaźników obszarowych⁶³ obejmujących: czas trwania przerwy w minutach (CTP) i częstość przerw w roku (CP), jak również wskaźników międzynarodowych obejmujących: przeciętny systemowy czas trwania przerwy długiej i bardzo długiej w dostawach energii (SAIDI), przeciętną systemową częstość przerw długich i bardzo długich w dostawach energii (SAIFI) oraz przeciętną częstość przerw krótkich (MAIFI). Dla krajowych wskaźników obszarowych Prezes URE ustalił następujące wartości docelowe do osiągnięcia w 2025 r.: CTP_{md} – 23,32; CTP_{mp} – 47,40; CTP_m – 62,08; CTP_w – 155,52, CP_{md} – 0,72; CP_{mp} – 0,80; CP_m – 1,13; CP_w – 2,51).

(akta kontroli tom II str. 113-189)

⁶² Centralny System Informacji Rynku Energii.

⁶³ Wskaźniki krajowe ustalone przez Prezesa URE w 2015 r. dla OSD, które zostały zmodyfikowane w dniu 29 maja 2019 r., a wartości docelowe na poszczególne lata – ustalone w piśmie Prezesa URE z 7 października 2019 r. (znak: DRE.WPR.4241.18.23.2019.ŁM) w podziale na: duże miasta (md), miasta na prawach powiatu (mp), miasta pozostałe (m), wsie (w).

Na przestrzeni lat 2018–2021 wartość każdego ze wskaźników obszarowych uległa poprawie, tj.: CTP_{md} o 53,5% (z 24,32 w 2018 r. do 11,32 w 2021 r. i była to wartość niższa od planowanej do osiągnięcia w 2025 r.), CTP_{mp} o 20,8% (z 77,51 w 2018 r. do 61,81 w 2021 r.), CTP_m o 15,8% (z 100,6 w 2018 r. do 84,27 w 2021 r.), CTP_w o 6,7% (z 218,18 w 2018 r. do 203,75 w 2021 r.), CP_{md} o 47,6% (z 0,82 w 2018 r. do 0,43 w 2021 r. i była to wartość niższa od planowanej do osiągnięcia w 2025 r.), CP_{mp} o 12,5% (z 1,28 w 2018 r. do 1,12 w 2021 r.), CP_m o 17,4% (z 2,13 w 2018 r. do 1,76 w 2021 r.), CP_w o 4,2% (z 4,06 w 2018 r. do 3,89 w 2021 r.). Poprawę wyników uzyskano także w przypadku każdego ze wskaźników międzynarodowych, tj.: SAIDI o 38,3% (z 45,35 w 2018 r. do 27,96 w 2021 r.), SAIFI o 42,4% (z 0,33 w 2018 r. do 0,19 w 2021 r.) oraz MAIFI o 7,2% (z 3,33 w 2018 r. do 3,09 w 2021 r.).

(akta kontroli tom II str. 118-192)

Ustalane corocznie wartości ww. wskaźników były wykorzystywane do planowania działań modernizacyjnych dla poszczególnych kierunków inwestowania, obszarów inwestowania i miejsc wymagających interwencji. Kierownik Biura Utrzymania Sieci Spółki wyjaśnił, między innymi, że na podstawie analizy czasu i liczby przerw w poszczególnych grupach urządzeń ustalono, że największy wpływ na poprawę wskaźników SAIDI i SAIFI mają działania w czterech kierunkach:

- przebudowy linii napowietrznych SN na kablowe (działanie kluczowe, które powoduje zmniejszanie wpływu warunków atmosferycznych na występowanie awarii i czas ich trwania);
- modernizacja (tzw. domykanie) stacji SN/nN zasilanych jednostronnie do układów pętlowych (działanie poprawiające elastyczność sieci);
- automatyzacja sieci, w tym identyfikacja miejsca uszkodzenia;
- odtworzenie wyeksploatowanego majątku na wszystkich poziomach napięć.

Na poziomie oddziałów Spółki osiągane wartości ww. wskaźników były wykorzystywane do opracowywania koncepcji rozwoju obszarów sieci dystrybucyjnej w celu optymalizacji układu jej pracy.

(akta kontroli tom II str. 113-117)

Na potrzeby opracowania planu inwestycyjnego wdrożono w Spółce mechanizm priorytetyzacji potrzeb inwestycyjnych, którego celem było kierowanie nakładów inwestycyjnych w miejsca mające największy wpływ na poprawę efektywności funkcjonowania sieci dystrybucyjnej oraz jakości dostaw energii. Priorytetyzacja realizowana była dwuetapowo:

- ustalenie budżetu inwestycyjnego na poszczególne kierunki działań;
- ocena ważności poszczególnych potrzeb inwestycyjnych z uwzględnieniem: obligatoryjności inwestycji, wartości wskaźników jakości i wskaźnika uszkodzeń, poprawy pewności zasilania kluczowych odbiorców, stanu technicznego sieci, możliwości optymalizacji układu pracy sieci, wpływu na środowisko, zgłaszanych skarg i reklamacji.

Kierownik Biura Utrzymania Sieci wyjaśnił ponadto: „Z uwagi na ograniczone możliwości finansowe Spółki, obecnie priorytetyzacja potrzeb inwestycyjnych sprowadza się do kierowania do realizacji zadań, które związane są bezpośrednio z zapewnieniem bezpieczeństwa funkcjonowania sieci. Obecny poziom środków inwestycyjnych uniemożliwia utworzenie dedykowanych programów, które miałyby na celu poprawę wskaźników jakościowych”.

(akta kontroli tom II str. 113-117)

Z prowadzonego przez Spółkę monitoringu parametrów jakościowych energii elektrycznej wynikało, że największe odstępstwa od określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁶⁴ parametrów sieci nN zarejestrowano w następujących oddziałach:

- w zakresie minimalnej (207 V) i maksymalnej (253 V) średniej wartości skutecznej napięcia – odpowiednio w OTR (160,00 V) i w OGL (273,54 V);
- w zakresie wskaźnika długookresowego migotania światła Plt (1) – w OOP (6,6);
- w zakresie zawartości wyższych harmonicznych (8%) – w OWR (12,48%);
- w zakresie asymetrii napięcia (2%) – w OCZ (6,79%).

(akta kontroli tom II str. 469-471)

4.3. W latach 2018–2022 (do 30 czerwca) Spółka, na podstawie § 41 i § 42 rozporządzeń Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r.⁶⁵ i 6 marca 2019 r.⁶⁶ w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, udzieliła 1 481 bonifikat o wartości 510,1 tys. zł, z tego 534 bonifikaty o wartości 398,8 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 947 bonifikat o wartości 111,2 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów. I tak:

- w 2018 r. 48 bonifikat o wartości 2,51 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 41 bonifikat o wartości 4,78 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów;
- w 2019 r. 310 bonifikat o wartości 316,92 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 363 bonifikat o wartości 33,25 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów;
- w 2020 r. 26 bonifikat o wartości 2,01 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 243 bonifikaty o wartości 27,14 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów;
- w 2021 r. 122 bonifikaty o wartości 40,68 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 259 bonifikat o wartości 40,44 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów;
- w 2022 r. (do 30 czerwca) 28 bonifikat o wartości 36,72 tys. zł z tytułu niedostarczenia jednostki energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz 41 bonifikat o wartości 5,62 tys. zł z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów.

(akta kontroli tom II str. 193-199)

W okresie objętym kontrolą rozpatrzono także 11 287 wniosków dotyczących odszkodowań z tytułu szkód spowodowanych przerwami w dostawie energii lub pozanormatywnych parametrów energii.

(akta kontroli tom II str. 193-199)

⁶⁴ Dz.U. Nr 93, poz. 623 ze zm.

⁶⁵ Dz.U. poz. 2500, ze zm.

⁶⁶ Dz. U. poz. 503, ze zm. (uchylone z dniem 7 grudnia 2022 r.). Dalej: rozporządzenie ME z 2019 r. w sprawie taryf.

W wyniku badania losowo wybranych 24 spraw prowadzonych w związku z wpływem do Spółki wniosków o udzielenie bonifikat⁶⁷ ustalono, że rozpatrzono je prawidłowo, a bonifikat udzielono zasadnie, w wysokości określonej w § 41 i § 42 rozporządzenia ME z 2019 r. w sprawie taryf (nastąpiło to w 15 przypadkach w łącznej kwocie 1 268,94 zł⁶⁸). W korespondencji do wnioskodawców każdorazowo powoływane

były postanowienia obowiązującej taryfy, będące podstawą dokonywanego rozstrzygnięcia, a w przypadku udzielenia bonifikaty także kalkulacja jej wysokości z zastosowaniem wzoru wynikającego z tej taryfy.

(akta kontroli tom II str. 200-209)

W wyniku badania losowo wybranych 12 spraw prowadzonych w związku z wpływem do Spółki wniosków o odszkodowanie z tytułu przerw w dostawie energii i pozanormalnych parametrów energii⁶⁹ ustalono, że rozpatrzono je prawidłowo, a wypłacone w trzech uzasadnionych przypadkach odszkodowania zostały naliczone w wysokości odpowiadającej szkodom poniesionym przez wnioskodawców. W przypadku czterech spraw Spółka stwierdziła podstawy do przeprowadzenia postępowania odszkodowawczego przez ubezpieczycieli (swojego lub firm prowadzących prace na zlecenie Spółki) i przekazała poszkodowanym dane adresowe właściwych podmiotów. W pięciu przypadkach Spółka uznała wnioski za bezzasadne i w odpowiedziach do wnioskodawców zamieściła uzasadnienie merytoryczne swojego stanowiska (stwierdzono, że za powstałe szkody nie odpowiadają urządzenia należące do Spółki bądź jako możliwą przyczynę szkód

wskazano niewłaściwe zaprojektowanie / wykonanie / eksploatację sieci).

(akta kontroli tom II str. 200, 210-280)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność Spółki w badanym obszarze. W kontrolowanym okresie uległy poprawie wskaźniki dotyczące przerw w dostawach energii. W sytuacji zgłoszenia przez odbiorców wystąpienia takich przerw bądź niedotrzymania parametrów energii i jakości obsługi, prawidłowo rozpatrzono objęte badaniem wnioski o udzielenie bonifikat / odszkodowań – rekompensaty z ww. tytułów zostały przyznane zasadnie i we właściwej wysokości.

IV. Wnioski

W związku ze stwierdzoną nieprawidłowością, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy o NIK, przedstawia następujący wniosek:

Wniosek

Zamieszczanie na stronie internetowej Spółki informacji o dacie rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, w związku z przyłączeniem źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, stosownie do wymogu określonego w art. 7 ust. 8l pkt 1 uPe.

⁶⁷ Po sześć spraw (trzy dotyczące przerw w dostarczaniu energii oraz trzy dotyczące niedotrzymania parametrów energii i jakości obsługi odbiorców) z 2019 r., 2020 r., 2021 r. i I półrocza 2022 r.

⁶⁸ Sześć z tytułu przerw w dostawie energii (56,88 zł) oraz dziewięć z tytułu pozanormalnych parametrów energii i jakości obsługi odbiorców (1 212,06 zł).

⁶⁹ Po trzy sprawy z 2019 r., 2020 r., 2021 r. i I półrocza 2022 r.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

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

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK, kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do Dyrektora Delegatury NIK w Katowicach. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykonania wniosku

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK, należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie i wykonania wniosku pokontrolnego 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.

Katowice, dnia 10 maja 2023 r.

Kontroler

Stanisław Tarnowski

Gł. specjalista kontroli państwowej

/-/

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym
dokonał:

Piotr Miklis

Dyrektor Delegatury NIK

w

Katowicach