



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI  
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP 411.002.02.2017  
R/17/002

# WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI  
ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa  
T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94  
kgp@nik.gov.pl  
Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

## I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	R/17/002 <i>Organizacja systemów ochrony praw konsumenta energii elektrycznej oraz ustanawiania stawek taryfowych</i>
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Wojciech Żukowski, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/25/2017 z dnia 20 kwietnia 2017 r.  (dowód: akta kontroli str. 1-2)
Jednostka kontrolowana	TAURON Dystrybucja S.A. <sup>1</sup> , ul. Jasnogórska 11, 31-358 Kraków.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Robert Zasina, Prezes Zarządu <sup>2</sup> .  (dowód: akta kontroli str. 1801)

## II. Ocena kontrolowanej działalności<sup>3</sup>

### Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie funkcjonującą w Spółce w latach 2011-2017 (I kwartał) organizację systemów ochrony praw konsumenta energii elektrycznej (gospodarstw domowych) oraz ustanawiania stawek taryfowych. Systemy te były zgodne z przepisami prawa w tym zakresie.

#### Uzasadnienie oceny ogólnej

Spółka prowadziła ewidencję wniosków o przyłączenie do sieci, wydanych warunków o przyłączenie, odmów zawarcia umowy przyłączenia oraz zawartych umów przyłączenia. Procedury oraz wzory wniosków o przyłączenie, warunków przyłączenia oraz umowy przyłączenia zawierały wszystkie postanowienia wymagane przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*<sup>4</sup> oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego<sup>5</sup>.

Wzory umów o świadczenie usług dystrybucji były zgodne z wymaganiami określonymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną<sup>6</sup>. Spółka informowała odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej. Spółka umożliwiała konsumentom wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, w tym do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

Procedury postępowania reklamacyjnego obowiązujące w Spółce spełniały wymogi określone przepisami *uPe* i *rozporządzenia sieciowego* w zakresie sposobu komunikacji, terminów rozpatrywania wniosków, reklamacji i skarg. Spółka kontrolowała parametry jakościowe dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej, udzielając przy tym odbiorcom upustów

<sup>1</sup> Dalej: Spółka.

<sup>2</sup> Od dnia 27 stycznia 2016 r. Poprzednio stanowisko Prezesa Zarządu Spółki w okresie objętym kontrolą (tj. w latach 2011-2017 I kw.) zajmowali: Marek Klewszczewski w okresie od dnia 15 października 2015 r. do dnia 26 stycznia 2016 r., Piotr Kołodziej w okresie od dnia 31 lipca 2012 r. do dnia 10 października 2015 r. oraz Mirosław Krutin do dnia 30 lipca 2012 r.

<sup>3</sup> Najwyższa Izba Kontroli stosuje następujące oceny: pozytywna i negatywna. W przypadku gdy nie zostały spełnione kryteria ani dla oceny pozytywnej ani dla negatywnej stosuje się ocenę opisową.

<sup>4</sup> Dz. U. z 2017 r., poz. 220 ze zm. (dalej: *uPe*).

<sup>5</sup> Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm. (dalej: *rozporządzenie systemowe*).

<sup>6</sup> Dz. U. z 2013 r. poz. 1200 – weszło w życie w dniu 27 września 2011 r. Dalej: rozporządzenie taryfowe. Wcześniej obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. Nr 128, poz. 895, ze zm.) – uchylone z dniem 27 września 2011 r.

i bonifikat za niedotrzymywanie tych standardów. Spółka wykonywała kontrole układów pomiarowych u odbiorców oraz dokonywała wynikających z tego wstrzymania dostaw energii elektrycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa w tym zakresie.

Organizacja prac związanych z ustanawianiem przez Spółkę stawek taryfowych była zgodna z *uPe* oraz *rozporządzeniem taryfowym*.

### III. Opis ustalonego stanu faktycznego

Opis stanu faktycznego

TAURON Dystrybucja S.A. w obecnym kształcie funkcjonuje od 1 października 2012 r. i powstała w wyniku połączenia trzech spółek: ENION S.A., EnergiaPro S.A. oraz Vattenfall Distribution Poland S.A. Z dniem 1 września 2011 r. nastąpiło połączenie spółek ENION S.A. oraz EnergiaPro S.A., w trybie przewidzianym w art. 492 § 1 pkt 1 *Kodeksu spółek handlowych*<sup>7</sup> (przejęcie spółki ENION S.A. przez EnergiaPro S.A.), wraz z przyjęciem nazwy TAURON Dystrybucja S.A. i przeniesieniem siedziby do Krakowa. Następnie z dniem 1 października 2012 r. TAURON Dystrybucja S.A. przejął TAURON Dystrybucja GZE S.A. (następca prawny Vattenfall Distribution Poland S.A.).

Równoległe do procesów łączenia spółek od strony formalnej realizowane były postępowania administracyjne związane ze zmianą decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotyczących udzielenia koncesji na dystrybucję energii elektrycznej i wyznaczenia na operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), a także dostosowaniem taryfy dla energii elektrycznej i Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej do stanu faktycznego. Decyzje Prezesa URE w tym zakresie ostatecznie kończące proces formalnego łączenia ww. spółek w TAURON Dystrybucja S.A. zostały podjęte pod koniec roku 2012 (koncesja na dystrybucję energii elektrycznej, decyzja o wyznaczeniu na OSD oraz taryfa dla energii elektrycznej) oraz w drugiej połowie roku 2013 (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej).

Uwzględniając powyższe, w niniejszym wystąpieniu pokontrolnym oceniono procedury oraz związane z nimi dokumenty w zakresie objętym kontrolą obowiązujące w Spółce po zakończeniu ww. procesów reorganizacyjnych. Dane statystyczne za okres 2011-2012, jeżeli nie wskazano inaczej, dotyczą spółki EnergiaPro S.A. a dane za okres 2013 -2017 (I kw.) TAURON Dystrybucja S.A.

(dowód akta kontroli str. 271-406)

1. Spółka posiadała procedury przyłączania do sieci dystrybucyjnej<sup>8</sup> oraz prowadziła ewidencję wniosków o przyłączenie, zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji, wydanych warunków o przyłączenie, odmów zawarcia umowy przyłączania oraz zawartych umów przyłączenia. W latach 2011-2012 Spółka prowadziła ewidencję w następujących formach: rejestry wewnętrzne komórek wydających warunki przyłączenia oparte o narzędzia MS Office oraz z wykorzystaniem dziedzinowych systemów wspierających proces przyłączania do sieci wdrożonych przed 2011 rokiem przez spółki ENION S.A., EnergiaPro S.A. oraz Vattenfall Distribution Poland S.A.

W okresie 2012-2013 wdrożono elektroniczne narzędzia obsługi korespondencji (System Obsługi Dokumentów) oraz wsparcia realizacji procesu przyłączania (System Obsługi Procesu Przyłączania). Na obszarze Oddziału w Gliwicach wykorzystywane były systemy SO-NET dla obsługi procesu przyłączania oraz ZEFIR w zakresie rejestracji wniosków o określenie warunków przyłączenia. Narzędzia te umożliwiały nadzorowanie terminu wydania warunków przyłączenia oraz ewidencję w formie elektronicznej wydanych warunków o przyłączenie, odmów zawarcia umowy przyłączania oraz zawartych umów przyłączenia.

Zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji rejestrowane były w Systemie Obsługi Dokumentów oraz rozpatrywane i ewidencjonowane były w aplikacji *Rejestr wytwórców*.

W latach 2011-2017 (I kw.) Spółka wydała łącznie 371 055 warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla V grupy przyłączeniowej (odbiorcy w gospodarstwach domowych).

<sup>7</sup> Ustawa z dnia 15 września 2000 r. (Dz. U. z 2016 r. poz. 1578 ze zm.).

<sup>8</sup> Por. procedura „*Przyłączenia obiektów do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. (PP-01/TD) wraz z dokumentami związanymi, tj.: ramowymi zapisami dla umów o przyłączenie oraz drukami wniosków dla realizacji procesu przyłączenia*”, przyjęta uchwałą Zarządu Spółki nr 382/VII/2012 z 23.10.2012 r.

W 36 przypadkach odmówiono wydania warunków przyłączenia. We wszystkich 36 przypadkach odmowy wydania warunków przyłączenia wynikały z braku wystarczającej dla realizacji przyłączenia infrastruktury technicznej w okolicy wnioskowanego do przyłączenia obiektu (warunek techniczny) oraz braku ujęcia rozbudowy sieci niezbędnej do przyłączenia w uzgodnionym przez Prezesa URE *Planie rozwoju* (warunek ekonomiczny). Ponadto, w 16 z 36 omawianych przypadkach wystąpiły także przesłanki odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci wynikające z braku uzgodnienia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV przez Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego (warunek techniczny) oraz braku dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł wytórczych (także warunek techniczny). Wzory wniosków o przyłączenie, warunków przyłączenia oraz umowy przyłączenia zawierały wszystkie postanowienia wymagane przepisami *uPe* i *rozporządzeniem systemowym*. W przedstawionych do kontroli wzorach umów o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej nie stwierdzono niedozwolonych postanowień umownych w rozumieniu art. 385<sup>1</sup> *kodeksu cywilnego*<sup>9</sup> oraz klauzul niedozwolonych, których przykładowy katalog jest wymieniony w art. 385<sup>3</sup> *kodeksu cywilnego*.

(dowód akta kontroli str. 407-638)

2. W Spółce obowiązywały procedury w zakresie zawierania umów dystrybucji<sup>10</sup>. Wzory umów o świadczenie usług dystrybucji były zgodne z wymaganiami określonymi w *rozporządzeniu sieciowym*. W przedstawionych do kontroli wzorach umów o świadczenie usług dystrybucji nie stwierdzono niedozwolonych postanowień umownych w rozumieniu art. 385<sup>1</sup> *kodeksu cywilnego* oraz klauzul niedozwolonych, których przykładowy katalog jest wymieniony w art. 385<sup>3</sup> *kodeksu cywilnego*.

(dowód akta kontroli str. 639-761)

Do dokumentów określających sposób realizacji przez Spółkę obowiązku informowania odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej należały: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej<sup>11</sup>, Regulamin Organizacyjny Spółki, w tym Regulamin Organizacyjny TD - Oddziały Spółki, który określa obowiązki Wydziałów Ruchu w Oddziałach Spółki m.in. w zakresie publikacji powiadomień w systemach informatycznych o przerwach w dostawie energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej SN i nN Ponadto, Proces 2.4. „Zarządzanie ruchem sieci” obowiązujący od 1 stycznia 2015 r. w podprocesie 2.4.1. „Planowanie koordynacyjne pracy sieci” oraz Instrukcja planowania wyłączeń w TAURON Dystrybucja S.A. określały szczegółowo tryb powiadomienia poszczególnych grup odbiorców.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>12</sup>, w Spółce od 2011 roku funkcjonował jednolity informatyczny system powiadamiania o planowanych i awaryjnych wyłączeniach energii elektrycznej. Za pomocą tego systemu odbiorcy są powiadamiani poprzez stronę internetową [www.tauron-dystrybucja.pl](http://www.tauron-dystrybucja.pl), poprzez automatyczny system informacji głosowej IVR (Interactive Voice Response - system umożliwiający interaktywną obsługę osoby dzwoniącej) na numerach alarmowych 991 (dla dzwoniących z obszaru działalności Spółki, numer dostępny całodobowo, połączenie bezpłatne) i 323 030 991 (Informacja o wyłączeniach oraz zgłoszenia awarii i wyłączeń dla dzwoniących spoza obszaru działalności Spółki, numer dostępny całodobowo, połączenie płatne wg stawek operatora) oraz poprzez newsletter umieszczony na stronie internetowej. Indywidualni odbiorcy (dotyczy odbiorców III grupy przyłączeniowej) są powiadamiani o wyłączeniach planowanych drogą e-mail, sms lub telefonicznie. Jednolicie w całej Spółce jest również udzielana informacja o wyłączeniach planowanych i awaryjnych odbiorcy przez konsultantów obsługujących numer alarmowy 991 i 323 030 991, zgodnie z przyjętą Procedurą Obsługi Klienta na linii Pogotowia Energetycznego 991 (obowiązującą od dnia 1 stycznia 2017 r.). Ponadto, w poszczególnych Oddzia-

<sup>9</sup> Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 459).

<sup>10</sup> Por. procedura „Obsługa umów o świadczenie usług dystrybucji w TAURON Dystrybucja S.A. PP-02/TD” obowiązująca ze zm. do 01.01.2013 r.

<sup>11</sup> Zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/KMs z 17.12.2013 r., obowiązująca ze zm. Od 01.01.2014 r.

<sup>12</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-05-17/0000001 z dnia 17 maja 2017 r.

łach Spółki funkcjonują dodatkowe zwyczajowo przyjęte metody powiadamiania o wyłączeniach planowanych tj. powiadomienie w formie plakatu wywieszanego w okolicy objętej wyłączeniem, powiadomienia w formie komunikatów radiowych, ogłoszenia w lokalnej prasie.

(dowód akta kontroli str. 762-1203)

Spółka umożliwiała konsumentom wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>13</sup>, standardy budowy zestawów złączowo-pomiarowych dla obiektów mieszkalnych jednolokalowych, w których liczniki energii elektrycznej zainstalowane są w miejscu rozgraniczenia własności, przewidują umieszczenie ich w ogólnodostępnej dla odbiorców lokalizacji. W przypadku obiektów wielolokalowych liczniki energii elektrycznej instalowane są w szafkach licznikowych umieszczanych poza lokalem mieszkalnym, do których odbiorcy również posiadają dostęp. Dodatkowo Spółka na elektronicznych licznikach energii elektrycznej trwale umieszczała skróconą legendę wyświetlanych podstawowych wartości, co pozwalało odbiorcy samodzielnie dokonywać odczytu wskazań licznika.

Podczas wykonywania prac w zakresie zabudowy/wymiany/demontażu licznika energii elektrycznej, elektryk Spółki pozostawiał odbiorcy zawiadomienie o wykonaniu obsługi technicznej, zawierające numer licznika energii elektrycznej oraz stany liczydeł tego licznika.

Spółka udostępniała również dane pomiarowe dla odbiorców wszystkich grup taryfowych poprzez bezpłatny serwis internetowy TAURON eLicznik, a także w postaci aplikacji na urządzenia mobilne z systemem operacyjnym iOS i Android. Aplikacja była dostępna dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej Spółki, którzy mają zainstalowane elektroniczne liczniki energii elektrycznej ze zdalną transmisją danych pomiarowych. Serwis internetowy TAURON eLicznik funkcjonuje od roku 2012. Dane pomiarowe z liczników energii elektrycznej udostępniane są do aplikacji z częstotliwością raz na dobę. Spółka udostępnia również odbiorcom Elektroniczne Biuro Obsługi Klienta (eBOK), które jest serwisem internetowym ułatwiającym i usprawniającym kontakt z TAURON. Serwis internetowy TAURON eBOK funkcjonuje od roku 2013.

Finalnie, na dostarczanej fakturze za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub usług kompleksowych odbiorca ma prezentowane wskazania liczników stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną. Każdorazowo na pisemne życzenie odbiorcy potwierdzane są odczyty liczników energii elektrycznej stanowiące podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną.

W razie wątpliwości odnośnie poprawnego działania licznika energii elektrycznej, zgodnie z zapisami corocznie zatwierdzanych Taryf dla energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A., odbiorca ma prawo do przeprowadzenia ekspertyzy tego licznika. Począwszy od stycznia 2016 r. prowadzone są statystyki odnośnie wyników przeprowadzanych ekspertyz.

W 2016 r. przeprowadzono 2 071 ekspertyz w przypadkach w których odbiorcy zgłosili wadliwą pracę licznika. Wadliwość działania licznika została potwierdzona w 63% tj. w 1 304 przypadkach.

W okresie od 1 stycznia 2017 r. do 31 marca 2017 r. na 605 wykonanych badań 234 liczniki energii elektrycznej spełniały wymagania - badanie nie wykazało nieprawidłowości (38,6%), zaś w przypadku 371 liczników energii elektrycznej badania wykazało różnego rodzaju nieprawidłowości (61,3%).

Liczba nieprawidłowo działających liczników energii elektrycznej zarówno w 2016 r. jak i w I kw. 2017 r. stanowiła według danych przedstawionych przez Spółkę 0,024% wszystkich liczników energii zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej Spółki.

<sup>13</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-05-17/0000001 z dnia 17 maja 2017 r.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>14</sup>, najczęściej przyczyną kierowania liczników do badania są awarie związane albo z nieprawidłowym działaniem wyświetlacza licznika energii elektrycznej, albo z uszkodzeniami samego przyrządu pomiarowego. Po stwierdzeniu w wyniku przeprowadzonych badań laboratoryjnych nieprawidłowego działania licznika energii elektrycznej (przekroczenie wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych<sup>15</sup>) uznaje się, że jego wskazania nie mogą być podstawą do rozliczeń za energię elektryczną i usługi dystrybucji energii elektrycznej z odbiorcą. Zasady rozliczeń z odbiorcą w przypadku niesprawności układu pomiarowo-rozliczeniowego należącego do Spółki określa punkt 3.3.19. dokumentu *Taryfa dla energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A. na rok 2017*. Przedmiotowy zapis wskazuje wprost, iż ilość energii elektrycznej dla takiego okresu ustala się na podstawie jej zużycia przez odbiorcę w porównywalnym okresie rozliczeniowym tj. najczęściej z okresu z przeszłości, co do którego odbiorca nie ma zastrzeżeń, a jeśli taki nie istnieje, wielkość zużycia energii elektrycznej mierzona jest po zainstalowaniu nowego licznika energii elektrycznej. Montaż nowego licznika energii elektrycznej następuje w momencie przekazania starego licznika do badania laboratoryjnego.

Odbiorca może uczestniczyć w procesie badania, a pisemny wynik ekspertyzy jest przesyłany do odbiorcy w ciągu 14 dni od daty zdemontowania licznika. Dodatkowo, odbiorcy przysługuje w ciągu 30 dni od daty otrzymania wyniku ekspertyzy, przeprowadzenie drugiej ekspertyzy we wskazanym przez niego akredytowanym laboratorium.

Niezależnie od tego, Spółka dokonywała okresowych sprawdzeń prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

W latach 2011-2017 (I kw.) Spółka wykonała 14 755 ekspertyz poprawności działania liczników energii elektrycznej przeprowadzonych na życzenie odbiorcy. Ponadto, w latach 2011-2015 Spółka wraz z Okręgowymi Urzędami Miar wykonała 897 takich ekspertyz. Spółka nie posiadała przy tym pełnych danych w zakresie liczby przeprowadzonych ekspertyz liczników w latach 2011-2012 ze względu na fakt, że w tym okresie badania takie były przeprowadzane lokalnie przez nieistniejące już spółki zależne, a ewidencja nie była prowadzona w systemach informatycznych.

W latach 2011-2017 (I kw.) Spółka wykonała 921 924 sprawdzenia prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych – przy czym Spółka nie posiadała pełnych danych za lata 2011-2014, ponieważ dane dotyczące części obszaru działania Spółki (oddziały w Jeleniej Górze, Legnicy, Opolu, Wałbrzychu i Wrocławiu) zostały bezpowrotnie utracone po centralizacji systemów informatycznych.

(dowód akta kontroli str. 243-270, 1782-1796)

3. W Spółce obowiązywały następujące procedury w zakresie postępowania reklamacyjnego: *Instrukcja w sprawie obsługi reklamacji z tytułu świadczenia usług dystrybucyjnych*, w tym wniosków o udzielanie bonifikat i odszkodowań w TAURON Dystrybucja S.A.<sup>16</sup> oraz *Procedura obsługi korespondencji, w tym reklamacji*<sup>17</sup>.

(dowód akta kontroli str. 1449-1495)

Spółka prowadziła działania związane z kontrolowaniem parametrów jakościowych dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w oparciu o powszechnie obowiązujące akty prawne, regulacje wewnętrzne, normy oraz posiadaną wiedzę techniczną. Regulacje wewnętrzne to: *Taryfy dla energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A., Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej* (wraz z kartami aktualizacji); *Proces 2.2.1.3 Zarządzanie jakością energii elektrycznej* (diagram, opis oraz karta procesu); *Instrukcja w sprawie obsługi reklamacji*.

<sup>14</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-06-02/0000004 z dnia 2 czerwca 2017 r.

<sup>15</sup> Dz. U. Nr 11, poz. 63.

<sup>16</sup> Nr IK-007/TD – obowiązująca od dnia 1 stycznia 2015 r.

<sup>17</sup> W ramach procesu 2.6.3. o tej samej nazwie, obowiązująca od dnia 1 stycznia 2015 r.

macji z tytułu świadczenia usług dystrybucyjnych, w tym wniosków o udzielanie bonifikat i odszkodowań w TAURON Dystrybucja S.A. (wersja pierwsza).

Podstawowym dokumentem wewnętrznym w Spółce regulującym zasady i definiującym procedurę postępowania w zakresie kontrolowania parametrów jakościowych dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej był *Proces 2.2.1.3 Zarządzanie jakością energii elektrycznej*. Dokument ten został wdrożony do stosowania w Spółce z dniem 1 stycznia 2015 r.

Spółka kontrolowała parametry jakościowe energii elektrycznej wynikające wprost z *rozporządzenia systemowego*: częstotliwość, napięcie, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt, współczynnik asymetrii (składowa symetryczna kolejności przeciwnej), harmoniczne, współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi THD. Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>18</sup>, warunkiem utrzymania właściwych parametrów jakościowych napięcia zasilającego jest pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej nie większej od mocy umownej przy współczynniku tgφ nie większym niż 0,4. Powyższe warunki są również sprawdzane w trakcie kontroli. Kontrole parametrów jakościowych energii elektrycznej wynikają z poniższych przyczyn: reklamacje odbiorców, indywidualne zlecenie klienta w celu dokonania pomiarów parametrów jakościowych energii elektrycznej, potrzeby przyłączeniowe („pomiar tła” przed przyłączeniem odbiorcy/wytwórcy), wpływ pracy odnawialnych źródeł energii na parametry jakości energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Spółki, lokalizacja zakłóceń/zaburzeń, analiza stanu sieci przewidywanej do modernizacji.

xxx

Łączna liczba pomiarów (udokumentowanych protokołem), wykonanych analizatorami w klasie A (zgodność z normą PN-EN 61000-4-30) w latach 2013-2017 przedstawiała się następująco: I kwartał 2017 r.: 663 szt.; rok 2016: 1 902 szt., rok 2015: 1 948 szt., rok 2014: 1 082 szt., rok 2013: 782 szt. Analiza badań parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej wykonanych w latach 2013-2017 (do końca I kwartału) wykazała ich niedotrzymanie w przypadku następującej liczby odbiorców, którzy zgłosili zastrzeżenia co do parametrów jakościowych dostarczanej energii:

- a) rok 2013: 349 odbiorców (43% przypadków, w których przeprowadzono pomiary, co stanowiło 0,015% łącznej liczby odbiorców);
- b) rok 2014: 432 odbiorców (40% przypadków, w których przeprowadzono pomiary co stanowiło 0,020% łącznej liczby odbiorców);
- c) rok 2015: 744 odbiorców (38% przypadków, w których przeprowadzono pomiary, co stanowiło 0,036% łącznej liczby odbiorców);
- d) rok 2016: 880 odbiorców (46% przypadków, w których przeprowadzono pomiary, co stanowiło 0,035% łącznej liczby odbiorców);
- e) I kwartał 2017 r.: 286 odbiorców (43% przypadków, w których przeprowadzono pomiary, co stanowiło 0,012% łącznej liczby odbiorców).

Dla każdego wykonanego pomiaru generowany był poprzez program dedykowany do analizatora, raport zgodności z wymaganiami w zakresie jakości energii elektrycznej określonymi w *rozporządzeniu systemowym*. Powyższy raport uwzględniał również wymagania normy PN-EN 50160 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych* oraz ewentualne indywidualne warunki zasilania klienta określone w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowie kompleksowej.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>19</sup>, z uwagi na zmiany organizacyjne w Spółce na przestrzeni ostatnich lat, tematyką jakości energii elektrycznej (w tym zlecaniem pomiarów, ich wykonywaniem oraz analizą wyników) zajmowały się różne komórki organizacyjne (obszar eksploatacji, ruchu, pomiarów, serwisu). Po ujednoczeniu procesu zarządzania jakością energii elektrycznej w roku 2016, zlecaniem pomiarów i analizą otrzymanych wyników zajmowali się pracownicy Wydziałów Eksploatacji w Oddziałach Spółki, natomiast pomiary były wykonywane przez służby serwisowe.

<sup>18</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-05-17/0000001 z dnia 17 maja 2017 r.

<sup>19</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-05-17/0000001 z dnia 17 maja 2017 r.

Możliwość kontrolowania parametrów jakości energii elektrycznej przy współudziale przedstawicieli URE wynika z art. 28 ust. 1 *uPe*. W okresie objętym kontrolą przedstawiciele URE nie uczestniczyli w takich czynnościach

(dowód akta kontroli str. 1496-1501, 1794)

Spółka prowadziła działania związane z monitorowaniem parametrów jakościowych dostarczanej klientom energii elektrycznej w ramach Procesu 2.2.1.3 *Zarządzanie jakością energii elektrycznej* (diagram, opis oraz karta procesu) – obowiązuje od dnia 1 stycznia 2015 r.

Monitorowanie prowadzone było poprzez pomiary on-line realizowane przez analizatory stacjonarne (221 szt.) zainstalowane w wybranych punktach sieci (w tym: punkty wymiany z OSP, innymi OSD, punkty generacji na WN, SN i nN, wybrane węzłowe stacje WN, odbiorcy przyłączeni do sieci WN, *wrażliwi* odbiorcy przyłączeni na SN i nN) oraz cykliczne pomiary (czas trwania pomiaru i częstotliwość pomiarów uzależniona jest od przyczyny pomiaru) w wybranych punktach sieci dystrybucyjnej poprzez analizatory przenośne (226 szt.).

Pomiary wykonywane analizatorami przenośnymi były ewidencjonowane w ujednoliconej formie od roku 2015 na poziomie poszczególnych Oddziałów Spółki w *Rejestrze pomiarów mobilnych*. Przed rokiem 2015 pomiary przy użyciu analizatorów były prowadzone według tej samej metodologii, a wyniki w postaci raportów były ewidencjonowane w zasobach lokalnych.

Na podstawie zarejestrowanych pomiarów były sporządzane standardowe raporty (w głównej mierze na potrzeby rozpatrywania reklamacji) jak również różnego rodzaju raporty/zestawienia/analizy inżynierskie.

Ww. *Rejestr pomiarów mobilnych* wykorzystywany był do opracowywania Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz raportu z jego wykonania w kolejnych latach.

Raporty z pomiarów wykonywanych analizatorami przenośnymi w związku z rozpatrywaniem reklamacji są gromadzone przez Wydziały Eksploatacji w Oddziałach Spółki i przekazywane (w przypadku zgłoszenia takiej potrzeby) do Wydziałów Sprzedaży (komórka organizacyjna nadzorująca proces rozpatrywania reklamacji). Natomiast generowane raporty z aplikacji on-line były gromadzone na serwerach bazodanowych.

W latach 2011-2017 (do końca I kwartału) Spółka rozpatrzyła 13 942 reklamacji dot. niedotrzymania jakości dostaw energii elektrycznej i udzieliła z tego tytułu bonifikat w łącznej wysokości 257,8 tys. zł. W 2015 r. Spółka pozytywnie rozpatrzyła 977 wniosków o udzielenie bonifikaty w związku z niedotrzymaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej, w 2016 r. – 76 takich wniosków, a w I kw. 2017 r. – 42 wnioski.

Przedmiotowe bonifikaty były związane z niedotrzymaniem przez Spółkę dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu, a rzeczony przerwy związane były przede wszystkim z wystąpieniem niekorzystnych warunków atmosferycznych np. gwałtownych burz w lipcu 2015.

Informacje o liczbie pozytywnie rozpatrzonych przez Spółkę wniosków o udzielenie bonifikaty w związku z niedotrzymaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej w latach 2011-2014 były gromadzone lokalnie (obowiązujące wówczas wzorce sprawozdań do URE przewidywały jedynie podawanie kwoty udzielonych bonifikat).

(dowód akta kontroli str. 1513-1523)

Obsługę odbiorców pod numerem alarmowym 991 i 323 030 991 Spółka zleciła spółce TAURON Obsługa Klienta sp. z o.o. (dalej TOK). Obsługa odbiorców w tym zakresie była prowadzona wg Procedury Obsługi Klienta na linii Pogotowia Energetycznego 991 i umowy pomiędzy Spółką i TOK.

W Spółce funkcjonowały numery alarmowe 991 i 323 030 991, pod którymi całodobowo są przyjmowane zgłoszenia i reklamacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej i pracą sieci elektroenergetycznej. Zgłoszenia i reklamacje można było również zarejestro-

wać całodobowo poprzez formularz zgłoszeniowy umieszczony na stronie internetowej [www.tauron-dystrybucja.pl](http://www.tauron-dystrybucja.pl).

Zarejestrowane zgłoszenia i reklamacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej i pracą sieci elektroenergetycznej są zapisywane w systemie informatycznym i natychmiast przekazywane do realizacji odpowiednim służbom dyspozytorskim, które przekazują zgłoszenia do zespołów Pogotowia Energetycznego. Działania te są opisane w instrukcjach stanowiskowych oraz w *Instrukcji postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej w TAURON Dystrybucja S.A.*

Spółka posiadała system obiegu dokumentów (system SOD), w którym prowadzona była ewidencja i obsługa reklamacji. W systemie były ewidencjonowane następujące parametry reklamacji: data wpływu, data udzielenia odpowiedzi, imię i nazwisko, adres, katalog reklamacji oraz sposób rozpatrzenia reklamacji.

Spółka prowadziła obsługę reklamacji w systemie SOD od roku 2015 zgodnie z *Instrukcją w sprawie obsługi reklamacji z tytułu świadczenia usług dystrybucyjnych, w tym wniosków o udzielenie bonifikat i odszkodowań w TAURON Dystrybucja S.A.*

(dowód akta kontroli str. 1470-1474)

Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej realizowany w Spółce szczegółowo został uregulowany w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*, a w szczególności w rozdziale D części *Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowym*. Wskazany dokument podlegał procesowi konsultacji rynkowych, a następnie zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji administracyjnej. Spółka, mając na uwadze szczegółowość ww. dokumentu, nie wdrożyła dedykowanej procedury dla niniejszego procesu.

Ewidencję wszystkich komunikatów wymienianych w procesie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym zgłoszeń zmian sprzedawcy energii elektrycznej, Spółka prowadziła przy wykorzystaniu *Platformy Wymiany Informacji* oraz powiązanych systemów informatycznych dedykowanych obsłudze procesu zawierania umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

(dowód akta kontroli str. 3-242, 260-270)

4. Spółka prowadziła prace w układach pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej u odbiorców na podstawie ściśle określonych zasad w *rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2016 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne*<sup>20</sup>.

Prace przy układach pomiarowo-rozliczeniowych prowadzone były w oparciu o *Instrukcję stanowiskową wykonywania prac przy układach pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej*<sup>21</sup> wraz z załącznikami w postaci kart technologicznych oraz instrukcje postępowania przy czynnościach wykrycia i likwidacji nielegalnego poboru energii elektrycznej.

W latach 2011 -2017 (I kw.) Spółka dokonała 630 623 wstrzymań dostaw energii elektrycznej. W ww. okresie Spółka przeprowadziła 444 029 kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych, wykrywając przy tym 46 363 przypadków nielegalnego poboru energii elektrycznej.

W latach 2011-2017 (I kwartał) do Spółki wpłynęło 169 wystąpień URE i rzeczników praw konsumenta dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej, z czego:

- 16 spraw zakończyło się sporem rozstrzyganym w trybie określonym w art. 8 ust. 1 *uPe* - w tym w 15 przypadkach Prezes URE uznał decyzje sprzedawców o wstrzymaniu dostaw energii elektrycznej za nieuzasadnione (zgodnie z art. 6b ust. 2 *uPe*, Spółka była jedynie wykonawcą wniosków składanych przez sprzedawców energii elektrycznej zarówno jeśli chodzi o wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, jak też ich wznowienie);

<sup>20</sup> Dz. U. poz. 2166 – weszło w życie w dniu 1 stycznia 2017 r., poprzedzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. Nr 75, poz. 866).

<sup>21</sup> Nr IK-008\_TD, obowiązująca ze zm. od dnia 19 kwietnia 2015 r.

- pozostałe 153 sprawy nie były przedmiotem sporu rozstrzyganego w trybie, o którym mowa w art. 8 ust. 1 *uPe*.

Jednocześnie, w latach 2013-2017 (I kw.) Spółka prowadziła 6 979 postępowań cywilnych oraz 8 776 postępowań karnych związanych z wynikami kontroli układów pomiarowo-rozliczeniowych – przy czym jedna sprawa sądowa nie równa się jednej nocie obciążeniowej za nielegalny pobór energii, gdyż były one łączone w pakiety przed ich przekazaniem do zewnętrznych kancelarii prawnych. Brak danych w ww. zakresie w latach 2011-2012 był efektem braku prowadzenia takich spraw w centralnych systemach informatycznych.

(dowód akta kontroli str. 1524-1701)

5. Proces uzgadniania i zatwierdzania taryfy dla energii elektrycznej przed Prezesem URE, obejmujący m.in. sporządzenie i złożenie wniosku o jej zatwierdzenie, był realizowany w trybie przewidzianym dla postępowań administracyjnych w *ustawie z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego*<sup>22</sup> oraz na zasadach określonych w *uPe* i *rozporządzeniu taryfowym*. Dodatkowo Prezes URE wydaje co roku wytyczne do kalkulacji taryf dla energii elektrycznej na kolejny rok. Przedmiotowy dokument bardzo szczegółowo opisuje zarówno zasady kalkulacji poszczególnych składników przychodu regulowanego (suma uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej wraz ze zwrotem z kapitału alokowana na stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji) jak też zawartość samego wniosku o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej. Terminy wymiany dokumentów w rzeczonym procesie pomiędzy Spółką, a Prezesem URE wynikają albo z dokumentów opublikowanych przez Prezesa URE, albo wprost z wezwań przesyłanych przez niego do Spółki.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>23</sup>, mając powyższe na uwadze, Spółka nie wdrożyła procedury dedykowanej przedmiotowemu procesowi ale wytypowała zespół pracowników uprawnionych do jego obsługi w jej imieniu.

(dowód akta kontroli str. 265-270)

Według wyjaśnień Zarządu Spółki<sup>24</sup>, poziom planowanych i zrealizowanych nakładów inwestycyjnych miał wpływ na wartość następujących elementów przychodu regulowanego uwzględnianego w kalkulacji taryfy dla energii elektrycznej:

- a) amortyzacja – wartość zrealizowanych nakładów inwestycyjnych stanowi podstawę do wyznaczenia amortyzacji dla zakończonych inwestycji, zaś wartość planowanych nakładów inwestycyjnych podstawę do określenia amortyzacji dla inwestycji planowanych do realizacji w roku, na który opracowywana jest taryfa oraz w roku poprzedzającym ten rok;
- b) podatki od majątku sieciowego (podatki od nieruchomości) – wartość zrealizowanych nakładów inwestycyjnych stanowi podstawę do wyznaczenia podatku dla majątku sieciowego dla zakończonych inwestycji, zaś wartość planowanych nakładów inwestycyjnych podstawę do określenia podatków dla majątku sieciowego dla inwestycji planowanych do realizacji w roku, na który opracowywana jest taryfa;
- c) zwrot z kapitału – wartość planowanych i zrealizowanych nakładów inwestycyjnych stanowi podstawę do wyznaczania Wartości Regulacyjnej Aktywów.

Szczegółowe zasady ustalania amortyzacji i podatków od majątku sieciowego Prezes URE określa w publikowanych co roku wytycznych do kalkulacji taryf dla energii elektrycznej OSD na kolejny rok. Natomiast zasady ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów oraz zwrotu z kapitału Prezes URE określił w dokumencie *Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału*<sup>25</sup>.

Wysokość planowanych nakładów inwestycyjnych oraz zrealizowanych nakładów inwestycyjnych uwzględnianych w kalkulacji taryfy dla energii elektrycznej podlega szczegółowym

<sup>22</sup> Dz. U. z 2016 r. poz. 23 ze zm.

<sup>23</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-05-17/0000001 z dnia 17 maja 2017 r.

<sup>24</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-06-02/0000004 z dnia 2 czerwca 2017 r.

<sup>25</sup> Opracowana przez dedykowany Zespół w URE wg stanu sprawnego na dzień 14 listopada 2008 r. z perspektywą obowiązywania do 2023 r., obowiązuje ze zm. do dnia dzisiejszego.

badaniom i uzgodnieniu z Prezesem URE przed rozpoczęciem postępowania administracyjnego związanego z zatwierdzeniem taryfy dla energii elektrycznej. Poziom planowanych nakładów inwestycyjnych na kolejne lata ustala się w ramach procesu uzgadniania pomiędzy Spółką a Prezesem URE planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, a formalnym potwierdzeniem ich uzgodnienia są stosowne pisma Prezesa URE. Natomiast poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych podlega badaniu w ramach audytu prawidłowości sporządzenia sprawozdania z aktualizacji Wartości Regulacyjnej Aktywów wykonywanego przez niezależnych biegłych. Wyniki przedmiotowego audytu przekazywane są do URE do końca lipca każdego roku, a formalnym potwierdzeniem uzgodnienia zrealizowanych nakładów inwestycyjnych jest uznanie przez Prezesa URE prawidłowości wyznaczenia Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z kapitału na potrzeby kalkulacji taryfy dla energii elektrycznej.

W okresie objętym kontrolą planowane (wnioskowane przez Spółkę i następnie uzgodnione z Prezesem URE) i zrealizowane nakłady inwestycyjne uwzględnione w taryfach dla energii elektrycznej w latach 2011-2016 przedstawiały się następująco: w 2011r. plan Spółki – [...] <sup>26</sup>, plan uzgodniony z Prezesem URE - [...], wykonanie – [...]; w 2012 r. plan Spółki – [...], plan uzgodniony z Prezesem URE – [...], wykonanie – [...]; w 2013 r. plan Spółki – [...], plan uzgodniony z Prezesem URE – [...], wykonanie – [...]; w 2014 r. plan Spółki – [...], plan uzgodniony z Prezesem URE – [...], wykonanie – [...]; w 2015 r. plan Spółki – [...], plan uzgodniony z Prezesem URE - [...], wykonanie – [...]; w 2016 r. plan Spółki – [...], plan uzgodniony z Prezesem URE – [...], wykonanie – [...].

Według wyjaśnień Zarządu Spółki <sup>27</sup>, różnice pomiędzy wysokością zrealizowanych nakładów inwestycyjnych a wysokością uzgodnionych z Prezesem URE nakładów inwestycyjnych wynikały z bieżących potrzeb Spółki, a w szczególności z:

- wzrostu liczby podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej ponad poziom uwzględniony w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną;
- konieczności usuwania skutków awarii występujących w sieci dystrybucyjnej Spółki, a w szczególności awarii wywołanych przez niekorzystne zjawiska atmosferyczne np. burze, tornada, szadź, powódzie itp.;
- usuwania zagrożeń życia i bezpieczeństwa ludzi w sieci dystrybucyjnej Spółki wykrytych podczas realizacji standardowych zabiegów eksploatacyjnych;
- nakładania na Spółkę nowych obowiązków już po zakończeniu procesu uzgodnieniowego z Prezesem URE np. obowiązku pobierania i odprowadzania opłaty OZE;
- dążenia do ciągłej poprawy jakości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców oraz unowocześniania posiadanego majątku.

Według wyjaśnień Zarządu Spółki <sup>28</sup>, Prezes URE dotychczas nie ograniczał działalności inwestycyjnej Spółki, zwłaszcza jeśli jej skutkiem była poprawa jakości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców lub stanu technicznego sieci dystrybucyjnej. Spółka realizując inwestycje starała się wykorzystać wszystkie dostępne dla niej środki m.in. dotacje z rozmaitych programów strukturalnych oraz nadwyżki środków pieniężnych wynikające ze zwiększonej sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej lub obniżania kosztów własnych.

(dowód akta kontroli str. 1702-1781, 1798)

<sup>26</sup> W wystąpieniu pokontrolnym NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, stanowiących tajemnicę przedsiębiorcy, na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 1764) i art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1503, ze zm.) w interesie kontrolowanych Spółek, przez ich wykreślenie i zastąpienie w całym tekście wystąpienia pokontrolnego oznaczeniem [...].

<sup>27</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-06-02/0000004 z dnia 2 czerwca 2017 r.

<sup>28</sup> Pismo nr TD/DHT/2017-06-02/0000004 z dnia 2 czerwca 2017 r.

Ustalone  
nieprawidłowości

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

#### **IV. Pozostałe informacje i pouczenia**

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

W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości w badanym obszarze Najwyższa Izba Kontroli nie formułuje wniosków pokontrolnych i nie oczekuje odpowiedzi na niniejsze wystąpienie.

Prawo zgłoszenia  
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli<sup>29</sup> kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Warszawa, dnia 14 czerwca 2017 r.

Kontroler:

Wojciech Żukowski  
Główny specjalista kp

( - )

.....  
*Podpis*

Najwyższa Izba Kontroli  
Departament Gospodarki,  
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor

Sławomir Grzelak

( - )

.....  
*podpis*

---

<sup>29</sup> tj. Dz.U. z 2017 r. poz. 524.