



LLU.430.003.2020

Nr ewid. 182/2020/P/19/083/LLU

Informacja o wynikach kontroli

OPTYMALIZACJA KOSZTÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W JEDNOSTKACH SEKTORA FINANSÓW PUBLICZNYCH

DELEGATURA W LUBLINIE

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest dbałość o gospodarność i skuteczność w służbie publicznej dla Rzeczypospolitej Polskiej

WIZJA

Najwyższej Izby Kontroli jest cieszący się powszechnym autorytetem najwyższy organ kontroli państwowej, którego raporty będą oczekiwanym i poszukiwanym źródłem informacji dla organów władzy i społeczeństwa

Informacja o wynikach kontroli

Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych

Dyrektor Delegatury NIK w Lublinie



Edward Lis

Akceptuję:

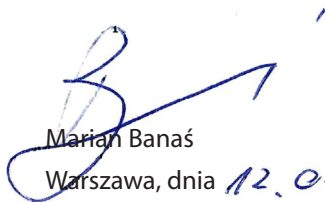
Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli



Marek Opiola

Zatwierdzam:

Prezes Najwyższej Izby Kontroli



Marian Banaś

Warszawa, dnia 12.01.2021

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00
www.nik.gov.pl

SPIS TREŚCI

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ.....	4
1. WPROWADZENIE.....	6
2. OCENA OGÓLNA	8
3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI	10
4. WNIOSKI	17
5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI	19
5.1. Prowadzenie analiz w zakresie oszczędności w wydatkach ponoszonych na energię elektryczną.....	19
5.1.1. Uwarunkowania organizacyjne jednostek sektora finansów publicznych w zakresie wprowadzenia oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej	20
5.1.2. Analiza wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej	28
5.1.3. Udzielanie zamówień publicznych na zakup energii czynnej i usługi dystrybucji energii elektrycznej	29
5.1.4. Prowadzenie kontroli merytorycznej faktur.....	32
5.2. Podejmowanie działań w zakresie wprowadzenia oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej	34
5.2.1. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę za ponadumowny pobór energii elektrycznej	35
5.2.2. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę sieciową stałą.....	39
5.2.3. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę za przekroczenie mocy umownej.....	42
5.2.4. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę sieciową zmienną.....	45
5.3. Działalność Urzędu Regulacji Energetyki.....	50
5.3.1. Realizacja zadań w zakresie taryfikacji usług dystrybucji energii elektrycznej.....	50
5.3.2. Działania URE jako odbiorcy energii elektrycznej.....	58
5.4. Opinia Ministra właściwego do spraw energii oraz opinia biegłego w zakresie elektroenergetyki.....	59
5.4.1. Działania informacyjne w zakresie oszczędności w wydatkach ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej	59
5.4.2. Opłata za ponadumowny pobór energii biernej.....	62
5.4.3. Opłata sieciowa stała i opłata za przekroczenie mocy umownej.....	67
6. ZAŁĄCZNIKI	73
6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe.....	73
6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych.....	77
6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności	94
6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli.....	95
6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli	96
6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra	100

Wykaz stosowanych skrótów, skrótowców i pojęć

Ustawa Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, ze zm.).
Rozporządzenie taryfowe z 2019 r.	Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503, ze zm.).
Rozporządzenie w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93 poz. 623, ze zm.).
Ustawa Pzp	Ustawa z dnia z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1843, ze zm.).
Ustawa o finansach publicznych	Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 869, ze zm.).
Ustawa o NIK	Ustawa z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2020 r. poz. 1200).
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczania odbiorcom (art. 3 pkt 5 lit. a ustawy Prawo energetyczne).
Energia czynna	Energia elektryczna, która zamienia się na pracę, np. ciepło, ruch, światło. Jednostką miary energii czynnej jest Wh.
Energia bierna	Energia elektryczna, która przepływa pomiędzy siecią zasilającą a odbiornikiem, ale nie jest zamieniana na użyteczną pracę. Jest konieczna do funkcjonowania urządzeń elektrycznych. Jednostką energii biernej jest VARh. Wyróżnia się energię bierną indukcyjną (pobieraną) i energię bierną pojemnościową (oddawaną).
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania.
Grupa taryfowa wielostrefowa	Grupa taryfowa, w której stosuje się strefy czasowe w rozliczeniach z odbiorcami. W taryfach ustala się dwustrefowe grupy taryfowe (z podziałem na strefy: szczytową i pozaszczytową lub dzienną i nocną), trzystrefowe (szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby), czterostrefowe (szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby, godziny doliny obciążenia).
Grupy taryfowe B2x	Grupy przeznaczone dla odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznych średniego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW.
Grupy taryfowe C2x	Grupy przeznaczone dla odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego większym od 63 A.
Grupy taryfowe C1x	Grupy przeznaczone dla odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A.
Grupy taryfowe G	Do tej grupy zaliczani są odbiorcy pobierający energię elektryczną m.in. na potrzeby gospodarstw domowych.

Miejsce dostarczania energii	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne (operator systemu dystrybucyjnego) dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru tej energii.
Moc umowna	Moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci.
Operator systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 25 ustawy Prawo energetyczne).
Opłaty sieciowe	Opłaty za dystrybucję energii elektrycznej. OSD nalicza dwa rodzaje opłat sieciowych: stałą (obliczaną za jednostkę mocy umownej) i zmienną (obliczaną za jednostkę energii czynnej).
Punkt poboru energii (PPE)	Miejsce w jakim dokonywany jest pomiar zużytej energii elektrycznej oznaczone przez OSD unikalnym numerem. Jeżeli pod jednym adresem znajduje się więcej niż jedno urządzenie pomiarowe, to są one odrębnymi punktami poboru.
Sieć dystrybucyjna energii elektrycznej	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego (art. 3 pkt 11b ustawy Prawo energetyczne).
Taryfa	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą (art. 3 pkt 17 ustawy Prawo energetyczne).
Układ do kompensacji energii biernej	Urządzenie przeznaczone do kompensacji energii biernej, które ogranicza ilość energii biernej w sieci. Energię bierną pojemnościową kompensuje się najczęściej poprzez instalowanie baterii dławików, a energię bierną indukcyjną poprzez instalowanie baterii kondensatorów.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
Wskaźnik krotności „k”	Składnik opłaty za ponadumowny pobór energii biernej, „k” określa ustaloną w taryfie krotność średniej ceny energii elektrycznej.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.

1. WPROWADZENIE

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

Czy podmioty sektora finansów publicznych dokonują zakupu energii elektrycznej zgodnie z zasadą oszczędności?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy w jednostkach sektora finansów publicznych dokonywano rzetelnych analiz możliwości zmniejszenia kosztów energii elektrycznej?
2. Czy w jednostkach sektora finansów publicznych podjęto skuteczne działania w zakresie wprowadzenia oszczędności w kosztach energii elektrycznej?
3. Czy prowadzona przez URE działalność umożliwiała wprowadzenie oszczędności w kosztach energii elektrycznej?

Jednostki kontrolowane

21 jednostek sektora finansów publicznych:

- Urząd Regulacji Energetyki,
- dwie Izby Administracji Skarbowej,
- jeden Oddział Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad,
- jeden Wojewódzki Inspektorat Weterynaryjny,
- dwa Sądy Okręgowe,
- jedna Prokuratura Okręgowa,
- trzy Komendy Wojewódzkie Policji,
- 10 uczelni.

Okres objęty kontrolą

Lata 2017–2019, z wykorzystaniem dowodów sporządzonych przed tym okresem lub po tym okresie, które miały związek z działaniami objętymi kontrolą.

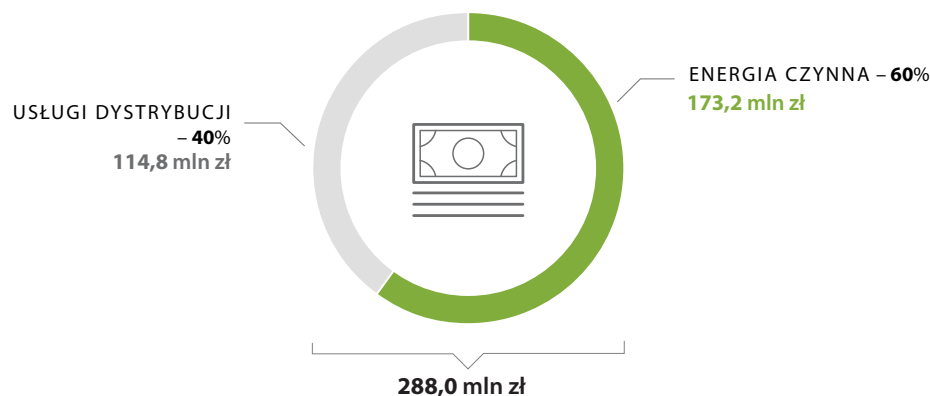
Jednostki sektora finansów publicznych ponoszą znaczne wydatki na energię elektryczną, tj. na zakup energii czynnej oraz usługi dystrybucji energii elektrycznej. Zwracają one szczególną uwagę na uzyskanie oszczędności z tytułu zakupu energii czynnej, dążąc do zmniejszenia zużycia tej energii oraz otrzymania korzystnej ceny za 1 kWh. Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej są ustalone w taryfach operatorów systemów dystrybucyjnych i zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a odbiorcy nie mają wpływu na wysokość tych stawek. Natomiast mogą zmniejszyć wydatki na usługi dystrybucji energii elektrycznej m.in. poprzez:

- zamówienie mocy umownej dostosowanej do faktycznych potrzeb jednostki w poszczególnych okresach rozliczeniowych,
- zastosowanie wielostrefowej grupy taryfowej dopasowanej do zużycia energii czynnej w określonych godzinach doby,
- instalowanie układów kompensacji pozwalających na zmniejszenie zużycia energii biernej.

Na podstawie danych uzyskanych z jednostek objętych kontrolą, posiadających odrębne umowy na dostawę energii czynnej i usługi dystrybucji energii elektrycznej, ustalono, że wydatki na usługi dystrybucji energii elektrycznej stanowiły 40% wydatków na energię elektryczną.

Infografika nr 1

Dane o wydatkach na energię elektryczną (2017–2019) w podziale na zakup energii czynnej i usługi dystrybucji energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas kontroli.

Odbiorcy energii elektrycznej (w tym jednostki sektora finansów publicznych) zawierają umowę o świadczenie usług dystrybucji z OSD, który na danym terenie jest właścicielem sieci i przyłączy. Odbiorcy nie mają możliwości wyboru innego OSD.

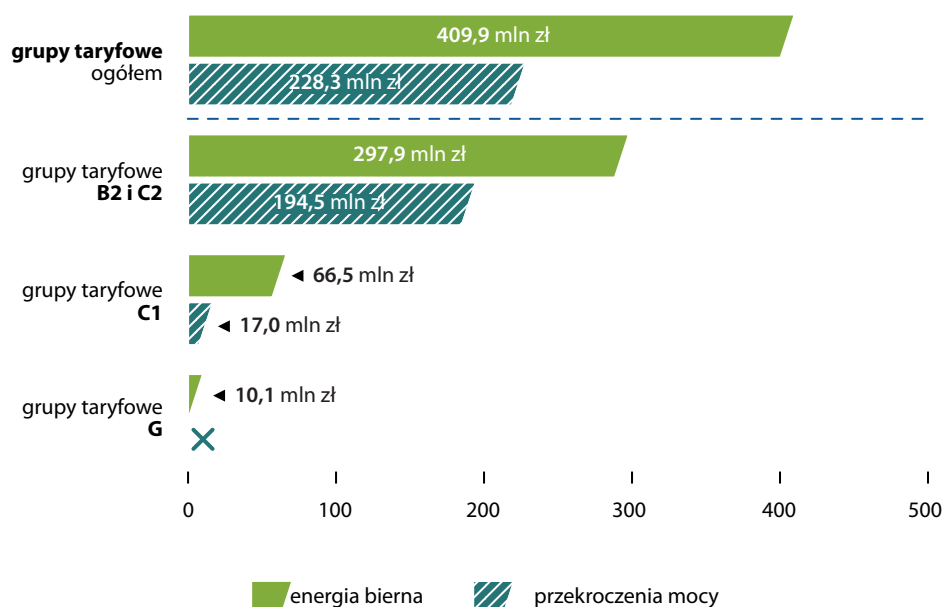
OSD określa zasady rozliczeń za świadczone usługi dystrybucji oraz wysokość naliczanych opłat w dokumencie „Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej”. Taryfa jest zatwierdzana decyzją Prezesa URE.

Według wniosków o zatwierdzenie taryf składanych corocznie przez operatorów systemów dystrybucyjnych do Prezesa URE, w 2019 r. pięciu największych operatorów (PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o.,

ENEA Operator Sp. z o.o.) przewidywało przychody z tytułu opłat za ponadumowny pobór energii biernej w wysokości około 410 mln zł i opłat za przekroczenie mocy umownej w wysokości około 228 mln zł. W grupach taryfowych objętych kontrolą NIK (B2x i C2x) było to odpowiednio około 298 mln zł i około 195 mln zł. W 2019 r. zaplanowano też przychody z tytułu opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w kwocie około 10 mln zł od odbiorców w grupach taryfowych G (obejmujących gospodarstwa domowe).

Infografika nr 2

Przychody przewidywane w 2019 r. przez pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych z tytułu opłaty za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenie mocy umownej



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas kontroli.

Wyniki analizy przedkontrolnej wykazały, że istnieje ryzyko wystąpienia istotnych nieprawidłowości w zakresie realizacji wydatków jednostek sektora finansów publicznych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. Na nieprawidłowości w zarządzaniu publicznymi środkami finansowymi, dotyczącymi ich wydatkowania na usługi dystrybucji energii elektrycznej, wskazywały wyniki kontroli rozpoznawczej R/19/001/LLU *Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych* oraz dane o punktach poboru energii z grup taryfowych B2x i C2x, pobrane od operatorów systemów dystrybucyjnych. Dane z kontroli rozpoznawczej zostały wykorzystane w niniejszej informacji o wynikach kontroli planowej.

Kontrola P/19/083 *Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych* została podjęta z inicjatywy NIK i przeprowadzona w okresie od 3 grudnia 2019 r. do 28 maja 2020 r.

2. OCENA OGÓLNA

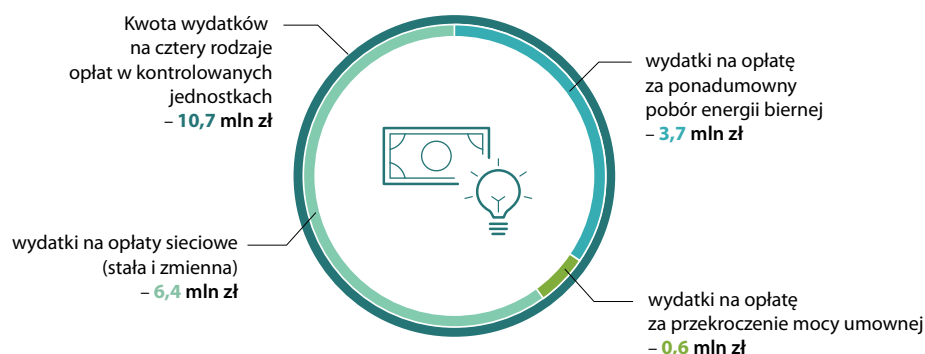
Jednostki sektora finansów publicznych dokonywały zakupu energii elektrycznej niezgodnie z zasadą oszczędności

Jednostki sektora finansów publicznych nie stosowały zasady oszczędnego wydatkowania środków publicznych przy dokonywaniu zakupu usług dystrybucji energii elektrycznej.

Oszacowana w trakcie kontroli NIK kwota potencjalnych oszczędności w kontrolowanych jednostkach, obejmująca cztery rodzaje opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej, wyniosła 10,7 mln zł.

Infografika nr 3

Kwoty wydatków poniesionych w kontrolowanych jednostkach sektora finansów publicznych, które mogły zostać zaoszczędzone w latach 2017–2020



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych ustalonych w trakcie przeprowadzonych kontroli.

W kontrolowanych jednostkach sektora finansów publicznych nie przeprowadzono działań w celu ograniczenia wysokości ponoszonych opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) za ponadumowny pobór energii biernej. W podmiotach nie analizowano zasadności instalacji układów do kompensacji energii biernej, które mogły zmniejszyć opłaty za jej pobór. Jako nieuzasadnione oceniono wydatki poniesione w latach 2017–2019 na opłaty za ponadumowny pobór energii w kwocie 3,7 mln zł;
- 2) za przekroczenie mocy umownej. Wystąpiły również przypadki, w których jednostki nie podejmowały działań w celu zwiększenia mocy umownej w sytuacjach, gdy na fakturach wystąpiły sankcyjne opłaty za przekroczenie mocy umownej. Nie analizowano przyczyn występowania przekroczeń mocy i akceptowano ponoszenie wysokich opłat. Odpowiednie działania mogły przynieść w latach 2017–2019 oszczędności w kwocie 0,6 mln zł;
- 3) sieciowej stałej. W jednostkach nie dostosowano mocy umownej do rzeczywistego zapotrzebowania poszczególnych obiektów (punktów poboru energii elektrycznej). Skutkowało to ponoszeniem zawyżonych wydatków na ww. opłatę. Podmioty, obniżając wartość mocy umownej i dostosowując ją do indywidualnych potrzeb obiektów z uwzględnieniem wykorzystywanych urządzeń elektrycznych i specyfiki okresów rozliczeniowych (np. przerw wakacyjnych), w latach 2018–2020 mogły zaoszczędzić 2,5 mln zł;
- 4) sieciowej zmiennej. Odpowiedni wybór wielostrefowej grupy taryfowej, dostosowanej do zużycia energii czynnej w strefach czasowych, umożliwił wprowadzenie oszczędności. Jednostki mogły ograniczyć w latach 2017–2019 wydatki o kwotę 3,9 mln zł.

Pracownicy kontrolowanych podmiotów zazwyczaj nie posiadali niezbędnej wiedzy o możliwych sposobach oszczędzania publicznych środków finansowych ponoszonych na opłaty na ww. usługi. Skutkiem tego nie prowadzono rzetelnych i kompleksowych analiz danych zamieszczonych w fakturach,

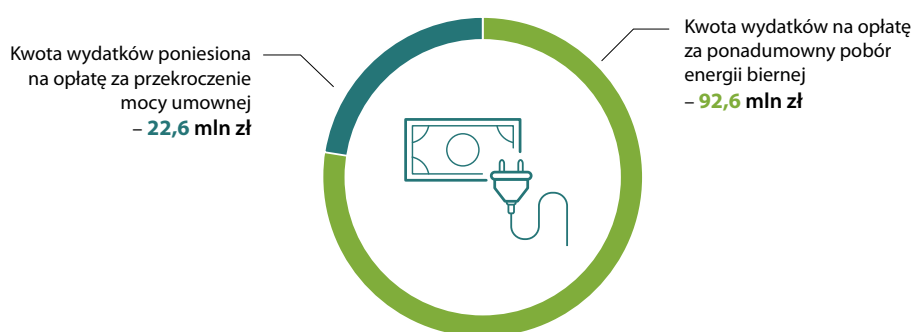
OCENA OGÓLNA

odnoszących się do opłat za dystrybucję energii elektrycznej. Bez takich analiz niemożliwe było podjęcie skutecznych działań w zakresie ograniczenia wydatków na usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Na potrzeby kontroli NIK dokonano także oszacowania statystycznego wydatków poniesionych na dwa spośród ww. czterech rodzajów opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Biegły w zakresie statystyki, we współpracy z biegłym w zakresie elektroenergetyki, oszacował roczne wydatki w skali całego kraju. W 2019 r. nieuzasadnione wydatki jednostek sektora finansów publicznych mogły wynieść 92,6 mln zł na opłatę za ponadumowny pobór energii biernej oraz 22,6 mln zł na opłatę za przekroczenie mocy umownej.

Infografika nr 4

Szacowane roczne kwoty wydatków (2019 r.) w jednostkach sektora finansów publicznych



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyliczeń biegłych.

Prezes URE, realizując swoje zadania w zakresie zatwierdzania i kontrolowania taryf OSD określone w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, w ograniczonym zakresie chronił interesy odbiorców energii. Nie prowadził kontroli OSD w zakresie prawidłowości stosowania taryf energii elektrycznej wobec odbiorców energii. Pomimo, że prawidłowo analizowano i weryfikowano dokumenty, przedstawiane przez operatorów systemów dystrybucyjnych w ramach prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf, to Prezes URE nie żądał jednak od operatorów przedstawienia informacji na temat kosztów przyjmowanych jako uzasadnione do kalkulacji opłaty za ponadumowny pobór energii biernej. Wobec czego nie weryfikował, czy opłaty te wynikają z uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów i czy nie są zawyżone w stosunku do odbiorców rozliczających się w poszczególnych grupach taryfowych.

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI

Wydatki na usługi dystrybucji energii elektrycznej

Wyniki kontroli NIK wskazują na istotne problemy, które występują w zarządzaniu publicznymi środkami finansowymi przeznaczonymi na realizację usług dystrybucji energii elektrycznej. Przede wszystkim stwierdzono, że nie wszystkie kontrolowane podmioty posiadały odpowiednią wiedzę o możliwościach wprowadzenia oszczędności, a to przekładało się na brak podejmowania działań w celu obniżenia opłat za dystrybucję energii elektrycznej.

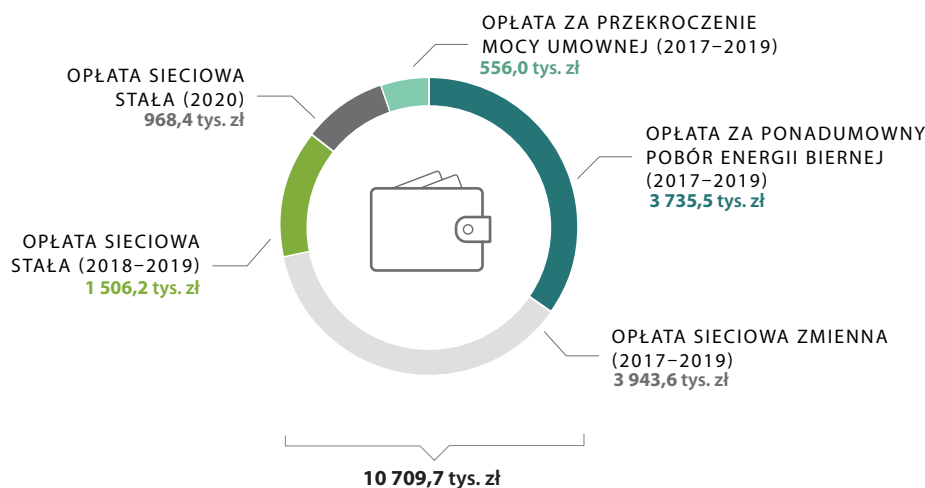
Jednostki sektora finansów publicznych realizowały wydatki na energię elektryczną na podstawie dwóch odrębnych umów na dostawę energii czynnej oraz na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Działalność OSD na danym terenie stanowiła monopol naturalny, ponieważ odbiorcy energii elektrycznej nie mają możliwości wyboru wykonawcy tych usług. OSD realizował swoje usługi według cennika, określonego w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Kierownicy kontrolowanych jednostek byli przekonani, że jako odbiorcy energii mogą wyłącznie ograniczać wydatki ponoszone na zakup energii czynnej, podczas gdy oszczędności o znacznej wartości można było także uzyskać w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej. [str. 20–27]

Niezgodne z zasadą oszczędności wydatkowanie środków publicznych na usługi dystrybucji energii

Działalność jednostek sektora finansów publicznych nie była ukierunkowana na ograniczanie wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. W 19 jednostkach (spośród 22 objętych kontrolą) stwierdzono nieprawidłowości mające negatywne konsekwencje finansowe dla działalności tych podmiotów. W jednostkach tych realizowano wydatki niezgodnie z art. 44 ust. 3 pkt 1 ustawy o finansach publicznych, tj. z naruszeniem zasad uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów, optymalnego doboru metod i środków służących osiągnięciu założonych celów. Oszczędności w ponoszonych opłatach za usługi dystrybucji energii elektrycznej w jednostkach objętych kontrolą mogłyby wynieść 10 709,7 tys. zł. [str. 36–37, 40–42, 44, 46–48]

Infografika nr 5

Prezentacja kwot oszczędności w ramach poszczególnych opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych ustalonych w trakcie przeprowadzonych kontroli.

Na podstawie danych z 2019 r. otrzymanych od operatorów systemów dystrybucyjnych biegły w zakresie statystyki, we współpracy z biegłym w zakresie elektroenergetyki, oszacował roczne wydatki poniesione na dwie opłaty dystrybucyjne (za ponadumowny pobór energii biernej, za przekroczenie mocy umownej) w jednostkach sektora finansów publicznych w skali całego kraju. Oszacowana kwota nieuzasadnionych wydatków (odpowiednio 92 569,4 tys. zł za ponadumowny pobór energii biernej, 22 602,8 tys. zł za przekroczenia mocy umownej, łącznie 115 172,2 tys. zł) odnosiła się tylko do dwóch spośród łącznie czterech rodzajów opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej, objętych szczegółowym badaniem, tj. 40% wydatków uznanych za nieuzasadnione w kontrolowalnych jednostkach (4291,5 tys. zł).

Odpowiednie działania jednostek, polegające na instalacji układów do kompensacji energii biernej i zwiększeniu mocy umownej, pozwoliłyby ograniczyć lub nawet wyeliminować te opłaty. Zasadność takich działań została potwierdzona przez biegłego w zakresie elektroenergetyki oraz przez same kontrolowane jednostki podejmujące działania w kierunku ograniczenia wydatków na opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

[str. 38–39, 45, 73–74]

W trzech podmiotach (14% jednostek objętych kontrolą) prawidłowo i w sposób kompleksowy prowadzono działania w kierunku ograniczenia wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. Wyniki analiz danych z odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych pozyskanych od OSD (tj. danych z faktur, danych profilowych) przekładały się na skuteczne działania w zakresie obniżenia wydatków na usługi dystrybucji. Przeprowadzono montaż układów do kompensacji energii biernej i obniżono opłaty za ponadumowny pobór energii biernej. Dostosowano moc umowną do rzeczywistego zapotrzebowania na moc czynną w poszczególnych okresach rozliczeniowych i w efekcie obniżono opłaty sieciowe stałe. Wprowadzono wielostrefowe grupy taryfowe, skutkiem czego obniżono opłaty sieciowe zmienne. Na przykład koszty Politechniki Opolskiej w następstwie podjętych działań zmniejszyły się w 2019 r. o 280,1 tys. zł, wydatki Izby Administracji Skarbowej w Gdańsku o około 100,0 tys. zł, a Sądu Okręgowego w Lublinie o 51,9 tys. zł.

[str. 34–36, 42, 45–46]

Przed podjęciem działań prooszczędnościowych niezbędne jest przeprowadzenie, na podstawie otrzymywanych faktur, rzetelnej i kompleksowej analizy ponoszonych opłat za dystrybucję energii elektrycznej. Podstawą jest sporządzenie zestawienia danych zarejestrowanych przez układy pomiarowo-rozliczeniowe we wszystkich zarządzanych obiektach, a także analiza poszczególnych pozycji faktury w zakresie ponoszonych wydatków na opłaty.

Drugim istotnym dla odbiorcy źródłem informacji jest profil zużycia energii czynnej, dostępny odpłatnie od OSD, który pokazuje wykorzystanie energii w strefach czasowych i umożliwia odpowiedni dobór wielostrefowej grupy taryfowej.

Nieuzasadnione
wydatki na opłaty
w skali całego kraju

Prawidłowe działania
jednostek w celu
ograniczenia wydatków

Prowadzenie analiz
możliwości zmniejszenia
opłat za dystrybucję
energii elektrycznej

W 15 podmiotach (68% jednostek objętych kontrolą) stwierdzono nieprawidłowości, które polegały na nieprzewodzeniu takich analiz lub ich prowadzeniu w sposób ograniczony, odnoszący się do części opłat lub tylko niektórych PPE. Przyczyną tego stanu był przede wszystkim brak wiedzy o poszczególnych składnikach opłat za dystrybucję, a także przekonanie o niemożliwości ograniczenia wydatków na te opłaty, ponieważ ich stawki są określone w taryfach.

Nie wyznaczono komórek organizacyjnych oraz nie przypisano pracownikom obowiązków w zakresie prowadzenia analiz danych z faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Stwierdzono także przypadki, w których pracownicy prowadzili szczegółowe analizy, ale zmierzały one tylko do wprowadzenia oszczędności w zakresie zużycia energii czynnej.

Prowadzona w jednostkach kontrola merytoryczna faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej ograniczała się do potwierdzenia realizowanych wydatków z umową na usługi dystrybucji lub umową kompleksową.

[str. 23–27, 32–33, 45]

Wydatki na opłatę
za ponadumowny
pobór energii biernej
poniesione niezgodnie
z zasadą oszczędności

W 17 podmiotach (77% kontrolowanych jednostek) nie podjęto działań w celu ograniczenia opłat za ponadumowny pobór energii biernej, tj. nie ustalono przyczyn rejestracji przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zużycia energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej oraz nie przeprowadzono analizy opłacalności montażu układu do kompensacji energii biernej. W latach 2017–2019 poniesiono nieuzasadnione wydatki w kwocie 3735,5 tys. zł. Kontrola NIK wykazała, że właściwie dobrane układy do kompensacji energii biernej pozwoliłyby ograniczyć lub nawet wyeliminować te opłaty.

[str. 35–39]

Wydatki na opłatę
sieciową stałą
poniesione niezgodnie
z zasadą oszczędności

W 18 podmiotach (82% jednostek objętych kontrolą) nie podejmowano działań w celu obniżenia opłaty sieciowej stałej, której wysokość była uzależniona od wartości mocy umownej. Podmioty zamawiały moc umowną o zawyżonej wartości bez przeprowadzenia analizy potrzeb. Skutkowało to ponoszeniem opłaty sieciowej stałej w zawyżonej wysokości. Nie podejmowano działań w celu dostosowania wartości mocy umownej, tj. nie składano do OSD zamówienia na moc umowną, dopasowaną do rzeczywistych potrzeb obiektów w poszczególnych okresach rozliczeniowych. Skutkiem takiej bierności jednostek było wykorzystanie mocy na poziomie poniżej 70% mocy umownej.

Na przykładzie 16 podmiotów w trakcie planowej kontroli NIK ustalono, że oszczędności mogłyby wynieść 1506,2 tys. zł w latach 2018–2019 oraz 968,4 tys. zł w 2020 r.

[str. 39–42]

Wydatki na opłatę
za przekroczenie
mocy umownej
poniesione niezgodnie
z zasadą oszczędności

W ośmiu podmiotach (36% kontrolowanych jednostek) nie podejmowano działań w celu ograniczenia przekroczeń mocy, skutkujących naliczaniem opłat sankcyjnych. Nie wystąpiono do OSD o zwiększenie wartości mocy umownej, a w razie potrzeby także mocy przyłączeniowej, co ograniczyłoby negatywne skutki dla budżetu tych jednostek. Na opłaty za przekroczenie mocy umownej w tych jednostkach w latach 2017–2019 wydatkowano łącznie 556,0 tys. zł.

[str. 42–45]

W 14 podmiotach (64% jednostek objętych kontrolą) nie podejmowano działań w celu obniżenia opłaty sieciowej zmiennej, której wysokość była uzależniona od zużycia energii czynnej w strefach czasowych. Wybór odpowiedniej strefy czasowej pozwala na obniżenie tej opłaty, ponieważ wiele urządzeń elektrycznych pracuje całą dobę (np. serwerownie, systemy przeciwpożarowe i przeciwwłamaniowe), a nie tylko w godzinach pracy jednostek sektora finansów publicznych. W latach 2017–2019 kwota oszczędności mogłaby wynieść 3943,6 tys. zł. [str. 45–49]

Wydatki na opłatę sieciową zmienną poniesione niezgodnie z zasadą oszczędności

W trzech podmiotach (14% kontrolowanych jednostek) stwierdzono nieprawidłowości przy udzielaniu zamówień publicznych, które miały wpływ na wybór wykonawców zamówienia na dostawę energii elektrycznej (zakup energii czynnej). Przy udzielaniu zamówienia na dostawę energii nie zastosowano trybu konkurencyjnego przewidzianego w ustawie Pzp. Poza tym w jednej jednostce udzielono zamówienia na usługi dystrybucji energii elektrycznej bez zastosowania trybu z wolnej ręki. Niestosowanie w tych podmiotach ustawy Pzp naruszało art. 44 ust. 4 ustawy o finansach publicznych, według którego jednostki sektora finansów publicznych zawierają umowy na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych. W latach 2017–2019 jednostki zrealizowały wydatki z ww. tytułu z naruszeniem przepisów prawa wynoszące łącznie 9173,0 tys. zł. [str. 29–32]

Nieprawidłowości przy udzielaniu zamówień publicznych

W URE nie podejmowano działań w zakresie optymalizacji kosztów własnych ponoszonych na energię elektryczną. W umowach najmu pomieszczeń na potrzeby prowadzenia działalności statutowej, przewidujących rozliczenie tych kosztów na podstawie podliczników, nie zapewniono możliwości weryfikacji faktur za energię elektryczną. Nawet w przypadkach, gdy wynajmujący przedstawiali kopie faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej, to w URE nie przeprowadzano analizy ponoszonych kosztów na te usługi. [str. 58–59]

Nierzetelna weryfikacja faktur w przypadku umów najmu

W ramach prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzania taryf na 2019 r. prawidłowo analizowano i weryfikowano pod względem merytorycznym i rachunkowym dokumenty (w tym formularze z danymi liczbowymi), które przedstawiali operatorzy systemów dystrybucyjnych. Stawki opłat dystrybucyjnych (m.in. sieciowej stałej, sieciowej zmiennej, abonamentowej, jakościowej, przejściowej, kogeneracyjnej) były obliczane dla różnych grup odbiorców (poszczególnych grup taryfowych) w odniesieniu do kosztów, wskazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych jako uzasadnionych. [str. 55]

Prawidłowe analizowanie i weryfikowanie dokumentów w trakcie prowadzonych postępowań

W prowadzonych przez Prezesa URE postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf nie żądano jednak od OSD informacji o kosztach ponoszonych za pobór energii biernej. W związku z powyższym nie analizowano i nie weryfikowano kosztów, przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej. Do realizacji takiego zadania Prezes URE był zobowiązany na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne.

Naruszenie przez Prezesa URE zasady ustalania taryf w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych

Prezes URE nie żądał od OSD przedstawienia informacji na temat ponoszonych kosztów związanych z poborem energii biernej oraz kalkulacji wskaźnika krotności „k”, pomimo że zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwa te miały obowiązek kalkulowania taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych w związku z realizacją ich zadań oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Stwierdzono, że OSD ograniczali się do zastosowania w taryfach elementu opłaty (wskaźnika krotności „k”) wskazanego przez URE w założeniach do kalkulacji taryf. Wysokość stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej była jednakowa w taryfach wszystkich OSD, co wskazywało na brak powiązania tej opłaty z uzasadnionymi kosztami ponoszonymi przez OSD. [str. 51–55]

Niewywiązanie się z obowiązku prowadzenia kontroli taryf

Prezes URE nie realizował zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, które dotyczyło prowadzenia kontroli OSD w zakresie stosowania taryf energii elektrycznej wobec odbiorców energii. W URE nie prowadzono kontroli stosowania taryf w praktyce i w miejscu działalności OSD, w szczególności w zakresie prawidłowości stosowania warunków cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych. Wobec braku takich działań, Prezes URE nie posiadał informacji, czy ceny i stawki opłat stosowane przez OSD wobec odbiorców są zgodne z warunkami określonymi w taryfie. [str. 57–58]

Działalność informacyjna prowadzona przez URE nie obejmowała odbiorców będących jednostkami sektora finansów publicznych

Na żaden organ nie został nałożony obowiązek prowadzenia działalności informacyjnej na rzecz jednostek sektora finansów publicznych w zakresie wskazywania potencjalnych oszczędności w opłatach za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Działania Prezesa URE nie obejmowały prowadzenia działalności informacyjnej w ww. zakresie. Przepisy prawne nie nakładały takiego obowiązku na Prezesa URE. Jednakże ze względu na realizację przez Prezesa URE zadań w zakresie zatwierdzania taryf OSD oraz opracowania dokumentów dotyczących założeń do kalkulacji taryf OSD, upowszechnienie informacji o możliwych oszczędnościach w opłatach na usługi dystrybucji energii elektrycznej stanowiłoby uzupełnienie ustawowego zadania w zakresie ochrony interesów odbiorców energii. Według art. 1 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, celem ustawy jest tworzenie warunków do m.in. przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Prezes URE prowadził działania informacyjne mające na celu ochronę jedynie interesów odbiorców zaliczanych do gospodarstw domowych. [str. 58–61]

Informacja o wzroście opłat w przypadku wprowadzenia zmian technologicznych w budynkach

Istotne zmiany technologiczne w zakresie funkcjonowania instalacji elektrycznej, wprowadzane przez odbiorcę energii podczas remontów i modernizacji, mogą wpłynąć na wszystkie elementy opłat dystrybucyjnych ponoszonych na etapie eksploatacji danego obiektu. Przeciętny odbiorca energii nie posiada odpowiedniej wiedzy i przygotowania, aby przewidzieć a tym bardziej uchronić się przed konsekwencjami zmian technologicznych. Informacje w zakresie wpływu zmian technologicznych na sposób użytkowania energii elektrycznej po przeprowadzeniu modernizacji lub remontu obiektu, powinny zostać wykorzystane przez odbiorcę do wyboru

optymalnych rozwiązań dodatkowych, np. układów kompensacji mocy biernej, czy też renegotjacji umowy z OSD lub kompleksowej, w tym rozważenie korzystnej zmiany rodzaju taryfy. [str. 61–62]

NIK zwróciła także uwagę na funkcjonujący system naliczania opłat sieciowych (stałej i zmiennej), który powinien zostać poddany weryfikacji przez ministra właściwego ds. energii pod kątem możliwości ujednolicenia i uproszczenia.

System naliczania opłat
za usługi dystrybucji
energii elektrycznej

Podejście największych OSD do zasad kształtowania opłaty sieciowej zmiennej było zróżnicowane. Cztery przedsiębiorstwa (PGE Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A.) ustaliły różne wartości stawek dla poszczególnych stref czasowych, a dwóch operatorów (innogy Stoen Operator sp. z o.o., Enea Operator S.A.) nie dokonało takiego zróżnicowania. Ujednolicenie systemu jest niezbędne ze względu na powiązanie tej opłaty z uzasadnionymi kosztami. Odbiorcy płacą za pobór energii czynnej w strefach czasowych według odmiennych zasad, a kryterium jest lokalizacja geograficzna (podłączenie instalacji odbiorcy do sieci konkretnego OSD, będącego monopolistą).

Opłata sieciowa stała jest naliczana za zadeklarowaną wartość mocy umownej i nakłada na odbiorców konieczność ciągłego analizowania mocy pobranej. Wyniki kontroli NIK wskazują, że jednostki sektora finansów publicznych mają istotne problemy w zarządzaniu wartością mocy umownej. Współczesne układy pomiarowo-rozliczeniowe wyposażone w cyfrowe liczniki energii, umożliwiają bieżące rejestrowanie wartości mocy pobranej, co uzasadniałoby podjęcie działań w celu uproszczenia systemu rozliczania odbiorców za moc czynną (np. na podstawie rzeczywistego poboru mocy zamiast zamówienia mocy). [str. 48–49, 67–72]

Na podstawie wyników kontroli przeprowadzonej w URE ustalono, że w rozporządzeniu taryfowym z 2019 r. doprecyzowania wymagają zasady naliczania opłaty za ponadumowny pobór energii biernej. Aktualne zapisy ww. rozporządzenia powodują wątpliwości w interpretacji przepisów, a także odbiegają od obecnie stosowanych rozwiązań technicznych.

Zasady naliczania opłaty
za ponadumowny
pobór energii biernej

Opisanie zasad naliczenia opłaty za ponadumowny pobór energii biernej poza rozdziałem dotyczącym cen i stawek opłat przyczyniło się do tego, że Prezes URE nie żądał od OSD wyliczenia wartości wskaźnika „k”. Naruszało to określoną w ustawie Prawo energetyczne podstawową zasadę kalkulowania taryf w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań.

Analiza przepisu § 45 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. wykazała, że w przypadku naliczenia opłat za ponadumowny pobór energii biernej pojemnościowej w grupach taryfowych C powołano się wyłącznie na odbiorniki o charakterze indukcyjnym, a pominięto użytkowanie odbiorników o charakterze pojemnościowym.

Wątpliwości NIK, dotyczące prawidłowości zapisów § 45 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., spowodowały wprowadzenie od 4 grudnia 2020 r. zmian do ww. przepisu poprzez usunięcie zapisów o odbiornikach o charakterze indukcyjnym. [str. 63–67]

Sumatory mocy

Dobra praktyka

Jeden z operatorów systemów dystrybucyjnych (Energa-Operator S.A.) przewidział korzystne rozwiązanie dla odbiorców energii elektrycznej. W rozwiązaniu tym przyjęto, że w przypadku zasilenia wielostronnego (podstawowego i rezerwowego) istnieje możliwość zawarcia umowy z OSD o sumator mocy, co pozwala na zaoszczędzenie nawet do 50% wartości opłaty sieciowej stałej z powodu naliczania tej opłaty za moc zamówioną tylko dla jednego przyłącza. W § 46 ust. 5 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. powołano się na sumator przy opisywaniu zasad naliczania opłaty za przekroczenie mocy, ale ze względu na korzyści z zastosowania takiego rozwiązania dla wielu jednostek sektora finansów publicznych (np. komend wojewódzkich policji, uczelni) zasadnym byłoby uregulowanie możliwości zawierania takich umów w przepisach prawnych.

[str. 55–56, 70–71]

4. WNIOSKI

Mając na uwadze wyniki kontroli, NIK wnosi o zmianę rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹ poprzez:

- 1) wprowadzenie do rozdziału „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat” przepisów dotyczących zasad naliczenia opłaty za energię bierną,
- 2) wprowadzenie zapisów o możliwości powszechnego korzystania z sumatorów mocy przez odbiorców zasilanych wielostronnie.

NIK wnioskuje o rozważenie wprowadzenia zmian w systemie rozliczania opłat za dystrybucję energii elektrycznej w zakresie:

- 1) ujednolicenia zasad kształtowania opłaty sieciowej zmiennej w zależności od stref czasowych,
- 2) uproszczenia systemu rozliczania odbiorców za moc czynną.

NIK wnosi o podjęcie działań informacyjnych, skierowanych do jednostek sektora finansów publicznych, o możliwościach uzyskiwania oszczędności w opłatach za dystrybucję energii elektrycznej. Przede wszystkim jednostki powinny zostać poinformowane, w jaki sposób mogą obniżyć opłaty sieciowe stałą i zmienną oraz opłatę za ponadumowny pobór energii biernej. Istotne jest również zwrócenie uwagi na to, że na etapie projektowania zmian technologicznych (np. instalacja oświetlenia LED, centralnego systemu UPS) powinny zostać uwzględnione zwiększone wydatki na usługi dystrybucji (np. wzrost opłat za ponadumowny pobór energii biernej, czy też opłaty sieciowej stałej związanej z większą mocą zamówioną).

Ustalenia dokonane w ramach kontroli przeprowadzonej w URE skutkowały sformułowaniem wniosków:

- 1) prowadzenia kontroli stosowania taryf, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne,
- 2) prowadzenia analiz i weryfikacji kosztów, przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej poprzez żądanie od nich informacji o tych kosztach.

Ustalenia kontroli NIK w większości kontrolowanych jednostek sektora finansów publicznych skutkowały sformułowaniem następujących wniosków:

- 1) prowadzenie analiz kosztów usług dystrybucji energii elektrycznej, obejmujących poszczególne opłaty;
- 2) podjęcie działań zmierzających do ograniczenia wydatków ponoszonych na ww. usługi poprzez:
 - dostosowanie mocy umownej do faktycznych potrzeb poszczególnych obiektów;

Wnioski *de lege ferenda*

Minister właściwy ds. energii

Prezes Rady Ministrów

Prezes URE

Jednostki sektora
finansów publicznych

¹ Dz. U. poz. 503, ze zm.

WNIOSKI

- zwiększenie wartości mocy umownej w przypadkach ponoszenia sankcyjnych opłat za przekroczenie mocy umownej;
- przeanalizowanie zasadności montażu układów do kompensacji energii biernej, zmniejszających opłaty za ponadumowny pobór energii biernej pojemnościowej i indukcyjnej;
- zmianę grupy taryfowej na najbardziej optymalną, uwzględniającą zużycie energii w poszczególnych strefach czasowych (np. z C21 na C23).

5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

5.1. Prowadzenie analiz w zakresie oszczędności w wydatkach ponoszonych na energię elektryczną

Jednostki sektora finansów publicznych nie prowadziły rzetelnej analizy danych o opłatach za dystrybucję energii elektrycznej, które zamieszczone były w fakturach. Brak kompleksowych analiz, obejmujących opłaty: sieciową stałą (za moc umowną), za przekroczenie mocy umownej, sieciową zmienną (uzależnioną od zużycia energii w strefach czasowych) oraz za ponadumowny pobór energii biernej, uniemożliwiał podjęcie skutecznych działań zmierzających do uzyskania oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Analizy powinny obejmować swoim zakresem wszystkie PPE będące w dyspozycji odbiorcy energii elektrycznej oraz poszczególne rodzaje opłat za usługi dystrybucji.

Jednostki powinny na bieżąco reagować na zmianę warunków funkcjonowania obiektów i podejmować działania w kierunku ograniczenia kosztów dystrybucji energii elektrycznej, w tym m.in. zamawiać moc czynną adekwatną do faktycznego zapotrzebowania. W tym celu wykorzystuje się dane z faktur oraz informacje o planowanych działaniach jednostki zwiększających zapotrzebowanie na energię elektryczną (np. prowadzenie inwestycji budowlanych, montaż nowych urządzeń), czy też zmniejszających potrzeby na moc umowną (np. zaprzestanie lub ograniczenie prowadzenia działalności, okresy wakacyjne w uczelniach).

Pracownicy jednostek, którzy są odpowiedzialni za kontrolę merytoryczną faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej, powinni posiadać wiedzę na temat rodzajów ponoszonych opłat oraz możliwości wprowadzenia oszczędności w wydatkach realizowanych za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Brak wiedzy pracowników nie uzasadnia bierności kierowników jednostek, którzy mogą też skorzystać z usług wyspecjalizowanych podmiotów.

Zgodnie z art. 44 ust. 3 pkt 1 ustawy o finansach publicznych, wydatki publiczne powinny być dokonywane w sposób celowy i oszczędny, z zachowaniem zasad:

- a) uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów,
- b) optymalnego doboru metod i środków służących osiągnięciu założonych celów.

Artykuł 44 ustawy o finansach publicznych jest uniwersalną regulacją mającą zastosowanie do dysponowania środkami publicznymi przeznaczonymi na wydatki publiczne, tj. wydatki, które mogą być dokonywane zarówno z budżetu państwa, budżetu jednostek samorządu terytorialnego, jak i przez inne jednostki sektora finansów publicznych. Przepis ten przewiduje kilka zasad obowiązujących przy dokonywaniu wydatków, które muszą być spełnione łącznie. Są to: celowość i oszczędność, efektywność, skuteczność i terminowość. Celowość oznacza, że poniesienie wydatku jest niezbędne do realizacji zadania publicznego. Oszczędność wiąże się z ograniczeniem wysokości wydatku do minimum niezbędnego, aby zrealizować zadanie na odpowiednim poziomie jakościowym. Uzyskiwanie najlepszych efektów z danych nakładów jest określane jako efektywność wydatków. Optymalny dobór metod i środków służących osiągnięciu założonych celów określa się skutecznością wydatków².

W kontrolowanych podmiotach nie prowadzono rzetelnych analiz

Korzyści z prowadzenia analiz ponoszonych opłat za usługi dystrybucji energii

² Ustawa o finansach publicznych. Komentarz, praca zbiorowa pod red. Z. Ofiarskiego, WKP, Warszawa 2019, s. 331.

5.1.1. Uwarunkowania organizacyjne jednostek sektora finansów publicznych w zakresie wprowadzenia oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej

Kontrolowane
jednostki sektora
finansów publicznych

W ramach kontroli planowej P/19/083 zbadano 20 jednostek sektora finansów publicznych³. W informacji wykorzystano również wyniki kontroli rozpoznawczej R/19/001/LLU w dwóch podmiotach⁴.

Grupy taryfowe

Grupa taryfowa B2x to grupa dedykowana do podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV (tzw. sieci średniego napięcia) oraz pracują przy mocy zamówionej większej niż 40kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego większym niż 63 A.

Grupa taryfowa C2x to grupa dedykowana do podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV (tzw. sieci niskiego napięcia) oraz pracują przy mocy zamówionej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego większym niż 63 A.

Grupa taryfowa C1x to grupa dedykowana do podmiotów przyłączonych do sieci niskiego napięcia, a urządzenia pracują przy mocy zamówionej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A.

Szczegółowe oznaczenia grup taryfowych są następujące:

- pierwszy znak (litera) określa poziom napięcia: grupa C (napięcie niskie – do 1kV), grupa B (napięcie średnie – poniżej 110 kV), grupa A (napięcie wysokie – 110 kV i więcej), grupa G (gospodarstwa domowe, niezależnie od poziomu napięcia);
- drugi znak (pierwsza cyfra) określa wybraną moc umowną, czyli maksymalny pobór mocy przewidywany przez odbiorcę w okresie rozliczeniowym. W grupach B i C drugi znak przyjmuje wartości: 1 – moc nie wyższa niż 40 kW, 2 – moc wyższa niż 40 kW⁵;

³ Kontrolę przeprowadzono w Uniwersytecie Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie (dalej „UMCS w Lublinie”), Uniwersytecie Przyrodniczym w Lublinie (dalej „UP w Lublinie”), Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad Oddział w Lublinie (dalej „GDDKiA Oddział w Lublinie”), Sądzie Okręgowym w Lublinie (dalej „SO w Lublinie”), Izbie Administracji Skarbowej w Gdańsku (dalej „IAS w Gdańsku”), Komendzie Wojewódzkiej Policji w Gdańsku (dalej „KWP w Gdańsku”), Uniwersytecie Gdańskim (dalej „UG w Gdańsku”), Gdańskim Uniwersytecie Medycznym (dalej „GUMED w Gdańsku”), Izbie Administracji Skarbowej w Opolu (dalej „IAS w Opolu”), Wojewódzkim Inspektoracie Weterynarii w Opolu (dalej „WIW w Opolu”), Politechnice Opolskiej (dalej „PO w Opolu”), Uniwersytecie Opolskim (dalej „UO w Opolu”), Sądzie Okręgowym w Poznaniu (dalej „SO w Poznaniu”), Komendzie Wojewódzkiej Policji w Poznaniu (dalej „KWP w Poznaniu”), Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu (dalej „UAM w Poznaniu”), Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu (dalej „UP w Poznaniu”), Prokuraturze Okręgowej w Warszawie (dalej „PO w Warszawie”), Komendzie Wojewódzkiej Policji z siedzibą w Radomiu (dalej „KWP z siedzibą w Radomiu”), Uniwersytecie Warszawskim (dalej „UW w Warszawie”), Politechnice Warszawskiej (dalej „PW w Warszawie”).

⁴ Kontrolę przeprowadzono w Politechnice Lubelskiej (dalej „PL w Lublinie”) i Komendzie Wojewódzkiej Policji w Lublinie (dalej „KWP w Lublinie”).

⁵ W odróżnieniu od mocy umownej, maksymalna moc pobrana przez odbiorcę, to maksymalne chwilowe zapotrzebowanie na energię czynną, jakie faktycznie wystąpiło w okresie rozliczeniowym (im więcej energochłonnych urządzeń użytkuje odbiorca, tym większe będzie zapotrzebowanie na moc).

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

trzeci znak (druga cyfra) określa, w ilu strefach czasowych dokonywane jest rozliczenie: 1 – taryfa jednostrefowa, 2 – taryfa dwustrefowa, 3 – taryfa trójstrefowa, 4 – taryfa czterostrefowa.

W 22 jednostkach objętych kontrolą funkcjonowało 1632 PPE, w tym m.in. 112 PPE (7% PPE) w grupach taryfowych Bxx (np. B11, B21), 369 PPE (23% PPE) w grupach taryfowych C2x (np. C21, C23), a 944 PPE (58%) w grupach taryfowych C1x (np. C11, C12).

OSD określa zasady rozliczeń za świadczone usługi dystrybucji oraz wysokość naliczanych opłat w dokumencie „Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej”, która jest zatwierdzona decyzją Prezesa URE. Taryfa określa m.in.:

Taryfa OSD

- grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- stawki opłat za świadczenie usługi dystrybucji i warunki ich stosowania, z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z: dystrybucji energii elektrycznej (składniki zmienne i stałe stawki sieciowej), korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego (stawki jakościowe), odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli (stawki abonamentowe), przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych (stawki opłaty przejściowej), zapewnienia dostępności energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym (stawka opłaty OZE), zapewnienia wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji (stawka opłaty kogeneracyjnej);
- sposób ustalania opłat za: ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenie mocy umownej.

Opłaty sieciowe (stała i zmienna) stanowią najwyższą wartość na fakturach za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Wartość składnika stałego i składnika zmiennego opłat sieciowych jest ustalana indywidualnie przez każdego OSD.

Opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej

Infografika nr 6

Sposób naliczania niektórych opłat za dystrybucję energii elektrycznej

ilość mocy umownej (kW)	×	stawka stała opłaty sieciowej	=	opłata stała sieciowa
ilość mocy umownej (kW)	×	stawka stała opłaty przejściowej	=	opłata przejściowa
suma 10 największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną (kW)	×	stawka stała opłaty sieciowej	=	opłata za przekroczenie mocy umownej
ilość zużytej energii czynnej (kWh)	×	stawka zmiennej opłaty sieciowej, uzależniona od stref czasowych	=	opłata sieciowa zmienna
ilość zużytej energii czynnej (kWh)	×	stawka opłaty jakościowej	=	opłata jakościowa
ilość zużytej energii biernej pojemnościowej (kVarh)	×	iloczyn średniej ceny energii elektrycznej i wskaźnika „k”	=	opłata za pobór energii biernej pojemnościowej
nadwyżka zużytej energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\Phi_0 = 0,4$ (kVarh)	×	iloczyn średniej ceny energii elektrycznej i wskaźnika „k”	=	opłata za pobór energii biernej indukcyjnej

Źródło: opracowanie własne NIK.

Umowy zawierane przez odbiorców energii elektrycznej

Odbiorca końcowy, aby skorzystać z dostawy energii elektrycznej, musi zawrzeć dwie odrębne umowy (na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej i na zakup energii czynnej) lub jedną umowę kompleksową.

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawiera m.in. postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, przewidywaną ilość przesyłanej energii, miejsca dostarczania energii do sieci i ich odbioru z sieci, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej.

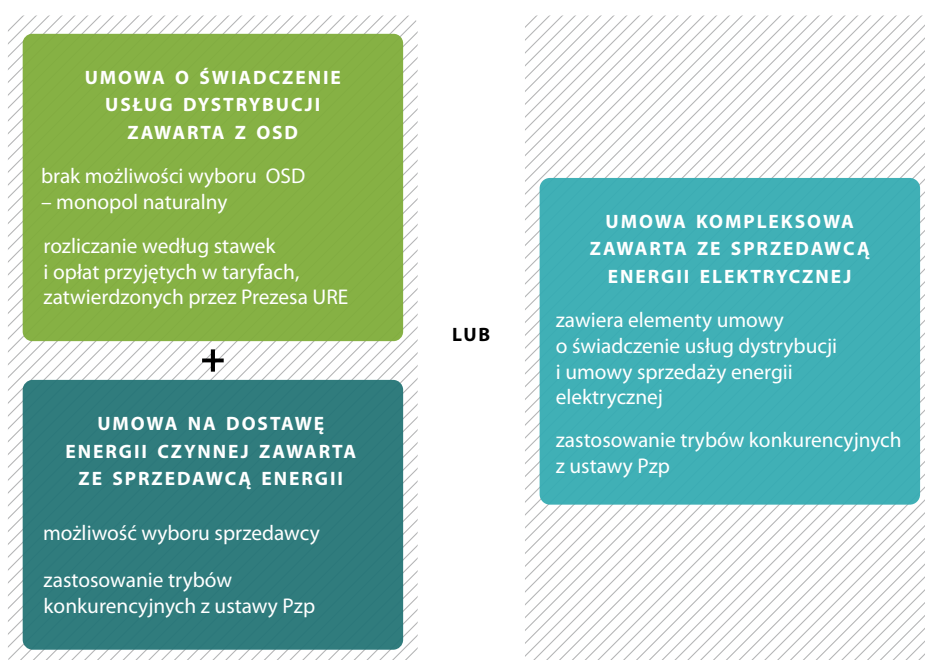
Umowa sprzedaży energii elektrycznej (umowa na dostawę energii czynnej) zawiera m.in. postanowienia określające: miejsce dostarczenia energii do odbiorcy i przewidywaną ilość energii, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Odbiorca może też zawrzeć ze sprzedawcą energii elektrycznej jedną umowę na realizację usługi kompleksowej, która zawiera postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy o świadczenie usługi jej dystrybucji.

Infografika nr 7

Rodzaje umów, jakie zawierają odbiorcy energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne NIK.

Jednostki objęte kontrolą posiadały w większości odrębne umowy na zakup energii czynnej i świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Dwa podmioty⁶ dla PPE, które obejmowały działalność podstawową, zawarły umowy kompleksowe na dostawę energii elektrycznej (energii czynnej) i usługi dystrybucji energii elektrycznej. Kontrolowane podmioty zawierały także umowy kompleksowe dla niektórych zarządzanych obiektów, w tym ze względu na uwarunkowania techniczne przyłączy elektrycznych oraz lokalizację zarządzanych obiektów (np. ośrodki wczasowe, gospodarstwa doświadczałe).

Pomiar energii elektrycznej w grupach taryfowych B2x i C2x odbywał się na podstawie cyfrowego licznika, który spełniał funkcję rejestratora danych energii elektrycznej.

Faktury
za usługi dystrybucji
energii elektrycznej

⁶ KWP w Gdańsku i PL w Lublinie.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 8

Podstawowe dane rejestrowane przez cyfrowy licznik energii elektrycznej

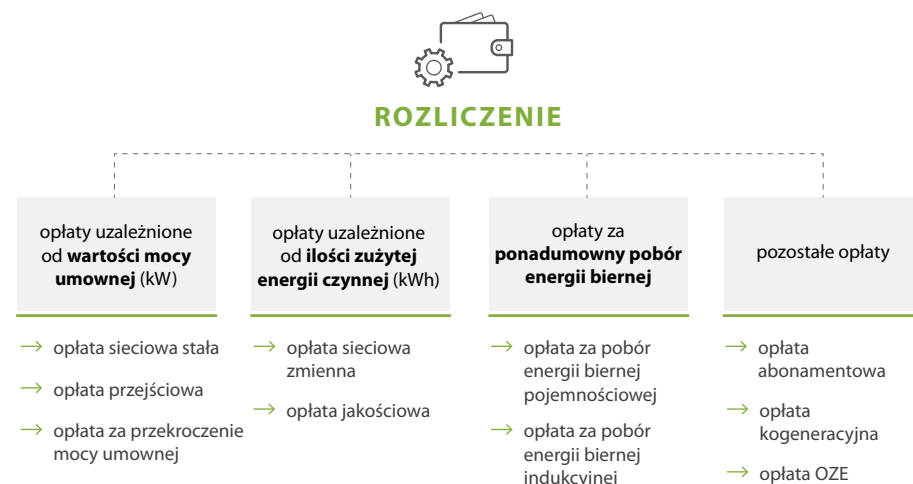


Źródło: opracowanie własne NIK.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych podawali na fakturach szczegółowe rozliczenie dla każdego PPE, a okres rozliczeniowy dla grup taryfowych B2x i C2x pokrywał się zazwyczaj z poszczególnymi pełnymi miesiącami. Faktury zawierały dane liczbowe i informacje, których gromadzenie i analiza pozwalały na wyciągnięcie wniosków w zakresie wprowadzenia zmian do umowy na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej i obniżenie ponoszonych wydatków na opłaty.

Infografika nr 9

Rodzaje opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne NIK.

Faktury za realizację usług dystrybucji były zasadniczo podzielone na dwie części. W pierwszej części podawano odczyty liczników: mocy (kW lub MW), energii czynnej (kWh lub MWh), energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej (kVArh lub MVarh). W drugiej części (rozliczeniowej) zawarty był opis poszczególnych usług (opłat), ilość (wartość liczbową mocy

umownej, mocy pobranej, zużytej energii czynnej, energii biernej pojemnościowej i indukcyjnej ze wskazaniem przekroczeń $\text{tg}\varphi_0$ oraz wskaźnika krotności „k” dla energii biernej), stawka kwotowa dla poszczególnych opłat (wartość netto), stawka podatku od towaru i usług, należność netto i brutto. Operatorzy systemów dystrybucyjnych naliczali odbiorcom 10 rodzajów opłat: sieciową stałą, sieciową zmienną, przejściową, jakościową, za energię bierną indukcyjną, za energię bierną pojemnościową, abonamentową, OZE, kogeneracyjną, za przekroczenie mocy umownej. Jeżeli odbiorca rozliczał się w grupie wielostrefowej, to część opłat była naliczana odrębnie dla każdej strefy czasowej.

Każdy OSD (a nawet oddział regionalny) ma swój indywidualny system rejestracji odczytów i rozliczeń oraz wzór stosowanych faktur. Jednostki sektora finansów publicznych powinny jednak w odpowiedni sposób odczytywać dane z faktur i analizować wydatki ponoszone na poszczególne opłaty.

Liczba rodzajów opłat, zróżnicowanych jednostek odczytu, stawek opłat podawanych odrębnie dla każdej strefy czasowej i innych danych liczbowych wskazuje, że faktury mogą sprawić trudności w ich interpretacji. Faktury od poszczególnych operatorów różnią się układem informacji i opisem poszczególnych pól. Jednakże od pracowników jednostek sektora finansów publicznych (w szczególności tych z dużą liczbą PPE, a takie zostały objęte kontrolą) należy wymagać szczególnej staranności w zarządzaniu środkami finansowymi i odpowiedniej wiedzy w zakresie możliwości pozyskania oszczędności w wydatkach, w tym także na energię elektryczną.

W większości kontrolowanych jednostek nie przypisano konkretnym komórkom organizacyjnym lub pracownikom zadań z zakresu prowadzenia analiz dotyczących optymalizacji wydatków ponoszonych na energię elektryczną, czy też nie określono obowiązków w zakresie racjonalnego zarządzania energią elektryczną w jednostce. Racjonalne i prawidłowe zarządzanie jednostką, w tym m.in. wyznaczenie pracowników do zadań związanych z gospodarowaniem środkami finansowymi przeznaczonymi na energię i przypisanie im konkretnych obowiązków, jest niezbędne dla prowadzenia prawidłowej kontroli zarządczej. W jednostkach, w których pracownicy realizowali wyznaczone zadania m.in. związane z analizą faktur za usługi dystrybucji energii, odnotowano oszczędności w wydatkach.

Przypisanie zadań
pracownikom jednostek
w zakresie prowadzenia
analiz faktur
na usługi dystrybucji

Przykłady

W PO w Opolu zadania dotyczące nadzoru nad urządzeniami energetycznymi oraz obowiązki związane z gospodarką energetyczną powierzono głównemu specjalście ds. energetycznych. Do zadań tego pracownika należało m.in. prowadzenie bilansu zużycia energii elektrycznej, prowadzenie rejestru zużycia oraz analizowanie zużycia energii i innych mediów, a także podejmowanie działań zmierzających do optymalizacji ich zużycia. Jednostka, w wyniku współpracy z OSD, w celu uzyskania oszczędności wnioskuje o zmianę warunków umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej poprzez zmianę grupy taryfowej dla 20 PPE oraz zmianę wartości mocy umownej dla 10 PPE.

W **SO w Lublinie**, po zaleceniach audytora wewnętrznego, pracownikowi Oddziału Gospodarczego powierzono obowiązki w zakresie nadzoru nad realizacją umów w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w szczególności poprzez analizę: wykorzystania mocy czynnej oraz ilości energii biernej, analizę kosztów ponoszonych z tytułu dystrybucji, w tym zmianę obowiązującej taryfy, zmianę mocy zamówionej, inicjowanie regulacji lub instalacji kompensatorów energii biernej.

Posiadanie wiedzy na temat możliwości oszczędzania

W jednostkach sektora finansów publicznych istniało przekonanie o nie-możliwości optymalizacji wydatków ponoszonych na opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Przekonanie to było spowodowane głównie niewiedzą na temat możliwości oszczędzania na opłatach, których wysokość jest ustalana w taryfach OSD. Ze względu na skalę problemu (zarówno w podmiotach kontrolowanych, jak również w podmiotach, których dane pobrano od OSD dla potrzeb badań przeprowadzonych przez biegłego w zakresie elektroenergetyki i biegłego w zakresie statystyki), istnieje konieczność rozpowszechnienia wiedzy w jednostkach sektora finansów publicznych (państwowych i samorządowych) na temat możliwości oszczędzenia środków finansowych, przeznaczonych na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

Przykłady

W trakcie kontroli NIK prowadzonej w **URE** uzyskano informację, że usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczone przez OSD dotyczą obszaru zmonopolizowanego i regulowanego przez Prezesa URE, a prowadzenie dedykowanych działań informacyjnych o możliwości dokonywania oszczędności kosztów poniesionych na usługi dystrybucji energii elektrycznej nie wpisywało się w celowość działania Punktu Informacyjnego. Dodatkowo wyjaśniono, że odbiorcy zainteresowani dokonywaniem oszczędności powinni w pierwszej kolejności zwrócić uwagę na koszty związane ze sprzedażą energii i rozważenie ewentualnej zmiany sprzedawcy energii oraz wdrożenia działań energooszczędnych. Usługa dystrybucji rozliczana jest zgodnie ze stawkami wynikającymi z taryfy OSD, która zatwierdzana jest przez Prezesa URE. Część składników płatności za usługę dystrybucji wskazanych na fakturze uzależniona jest od fizycznego zużycia energii. Odbiorcy energii, w zależności od charakterystyki poboru powinni np. rozważyć możliwość korzystania z taryfy dwustrefowej zamiast jednostrefowej. Pozostałe składniki mają charakter stały i naliczane są bez względu na to, czy w danym okresie rozliczeniowym miał miejsce pobór energii, czy też nie (na koszty w tym zakresie konsument nie ma wpływu). Ponadumowny pobór energii biernej wpływa na wysokość rachunków za energię elektryczną, opłaty z tego tytułu mają charakter sankcyjny i dyscyplinujący, w interesie odbiorcy powinno być jak najszybsze zaradzenie tej sytuacji.

Dyrektor **SO w Poznaniu** wskazał, że problematyka optymalizacji kosztów usług dystrybucji jest bardzo złożona, a świadomość w tej tematyce znacznie ograniczona, ponieważ wiedza przeciętnego urzędnika (pracownika) jest niewystarczająca.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Kontrolowane jednostki zlecały również podmiotom zewnętrznym wykonanie analiz i specjalistycznych badań w zakresie optymalizacji kosztów energii elektrycznej, w tym obniżenia wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji tej energii. Działania te skutkowały ograniczeniem ww. wydatków.

Zlecenie wykonania analiz wyspecjalizowanym podmiotom

Przykłady

W **IAS w Gdańsku** i **IAS w Opolu** skorzystano z usług podmiotu doradczego, który przeprowadził analizę w zakresie optymalizacji kosztów związanych z energią elektryczną.

Wydatki **IAS w Gdańsku** z tytułu tej współpracy wyniosły 6,2 tys. zł w latach 2017–2019. Przeprowadzone przez doradcę analizy obejmowały m.in. kompleksowe raporty optymalizacji kosztów związanych z energią elektryczną, symulacje dla poszczególnych PPE dotyczące kosztów po zmianie grupy taryfowej i analizy zasadności montażu układów kompensacji energii biernej. W wyniku przeprowadzonych analiz m.in. zmieniono grupy taryfowe, co skutkowało niższymi opłatami za dystrybucję, zamawiano moce dostosowane do potrzeb poszczególnych PPE oraz zamontowano i wyremontowano dławiki kompensujące energię bierną.

IAS w Opolu otrzymała raporty optymalizacji kosztów związanych z dystrybucją energii elektrycznej. W raporcie z 2015 r. oszacowano możliwy do uzyskania w latach 2016–2017 oszczędności na 576,1 tys. zł z tytułu optymalizacji mocy umownych. Raport z 2018 r. przewidywał oszczędności uzyskane w okresie 12 miesięcy w kwocie wynoszącej 44,5 tys. zł z tytułu optymalizacji doboru grup taryfowych i redukcji kosztów energii biernej.

W **PO w Opolu** w 2017 r. zawarto umowę z wyspecjalizowanym podmiotem dotyczącą dostosowania parametrów dystrybucyjnych energii elektrycznej do aktualnych potrzeb obiektów. W ramach tej umowy dokonano analizy dotychczasowego zużycia energii elektrycznej w poszczególnych PPE oraz zaproponowano zmiany dotychczasowych taryf i zmniejszenie mocy zamówionej w PPE. Wartość wynagrodzenia stanowić miała kwota stanowiąca 32% oszczędności netto uzyskanych przez Politechnikę na dystrybucji energii elektrycznej, liczonych przez okres 12 miesięcy od wdrożenia zaleceń wynikających z raportu. Wartość oszczędności, w wyniku wprowadzenia w 2018 r. zaleceń zarekomendowanych dla poszczególnych PPE, wyniosła łącznie 195,3 tys. zł, a wydatki na realizację ww. umowy wyniosły 62,5 tys. zł.

Jednostki sektora finansów publicznych, objęte kontrolą planową, złożyły do sprzedawców energii elektrycznej oświadczenia, o których mowa w ustawie z dnia 13 czerwca 2019 r. zmieniającej ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych⁷ i utrzymały cenę energii elektrycznej w 2019 r. na poziomie cen z 30 czerwca 2018 r.

Prawidłowe działania w zakresie zakupu energii czynnej

⁷ Dz. U. poz. 1210.

5.1.2. Analiza wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej

Analizy prowadzone
na podstawie
danych z faktur

Systematyczna analiza danych zamieszczonych na fakturach dotyczących poszczególnych PPE oraz znajomość treści taryfy OSD pozwala na ocenę, czy jednostka realizuje wydatki w sposób oszczędny, czy też istnieje konieczność podjęcia działań obniżających wysokość ponoszonych opłat.

W 15 kontrolowanych jednostkach⁸ nie prowadzono, na podstawie danych z otrzymywanych co miesiąc faktur, rzetelnych i systematycznych analiz w zakresie optymalizacji kosztów usług dystrybucji energii elektrycznej lub analizy te prowadzono w sposób ograniczony, odnoszący się do części opłat lub tylko niektórych PPE.

Wyniki kontroli NIK wykazały, że:

- nie analizowano faktycznego zapotrzebowania na moc umowną poprzez porównanie zarejestrowanych mocy maksymalnych i wartości mocy umownej w celu obniżenia opłaty sieciowej stałej za dystrybucję oraz uniknięcia opłat za przekroczenie mocy umownej,
- nie gromadzono danych o zużyciu energii biernej (w szczególności pojemnościowej) i ponoszonych z tego tytułu opłat oraz nie analizowano zasadności i opłacalności montażu układów do kompensacji energii biernej,
- nie rozważano także możliwości zastosowania wielostrefowych grup taryfowych w celu obniżenia opłaty sieciowej zmiennej za dystrybucję energii czynnej.

Jednostki sektora finansów publicznych nie mogły oszczędnie gospodarować środkami finansowymi bez przeprowadzenia rozeznania potrzeb jednostki w zakresie usług dystrybucji (np. mocy umownej, zużycia energii w strefach czasowych) oraz posiadania wiedzy na temat możliwości optymalizacji kosztów tych usług. Prowadzenie rzetelnych analiz, obejmujących wszystkie PPE oraz poszczególne opłaty, stanowi podstawę zaplanowania i przeprowadzenia działań ukierunkowanych na obniżenie kosztów usług dystrybucji energii elektrycznej.

Przykłady

W **KWP w Gdańsku** prowadzono analizy wydatków na energię, ale dotyczyły one tylko zużycia energii czynnej. W KWP prowadzono ewidencję ilościową i wartościową zużycia energii i opłat za dystrybucję, jednakże zakres zawartych w niej danych nie pozwalał na prowadzenie rzetelnych analiz w zakresie np. odpowiedniego dostosowania mocy umownej do faktycznych potrzeb PPE.

W **UW w Warszawie** nie prowadzono analiz danych otrzymywanych od OSD pod kątem optymalizacji kosztów z tytułu opłat dystrybucyjnych za energię elektryczną. Nie analizowano dostosowania do faktycznych potrzeb mocy umownej określonej dla poszczególnych PPE oraz możliwych do podjęcia działań ukierunkowanych na obniżenie kosztów ponoszonych z tego tytułu. Nie podejmowano również działań w celu rozeznania zużycia energii w poszczególnych strefach czasowych i doboru właściwej grupy taryfowej

⁸ UP w Lublinie, UMCS w Lublinie, GDDKiA Oddział w Lublinie, PL w Lublinie, KWP w Lublinie, KWP w Gdańsku, UG w Gdańsku, IAS w Opolu, WIW w Opolu, KWP w Poznaniu, SO w Poznaniu, UP w Poznaniu, UW w Warszawie, PO w Warszawie, PW w Warszawie.

uwzględniającej zapotrzebowanie na energię w poszczególnych PPE. Jedną z przyczyn tej sytuacji był fakt, że żadnej komórce organizacyjnej Uczelni nie przypisano obowiązków dotyczących prowadzenia analiz ponoszonych kosztów energii elektrycznej pod kątem ich optymalizacji.

W **UMCS w Lublinie** nie prowadzono rzetelnej i kompleksowej analizy danych wynikających z faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej, obejmującej opłatę sieciową stałą (za moc umowną) oraz zmienną (uzależnioną od zużycia energii czynnej w strefach czasowych).

W trakcie kontroli stwierdzono także przypadki, w których jednostki prowadziły analizy wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej na podstawie faktur.

Przykłady

W **GUMED w Gdańsku** analizowano m.in. opłaty za przekroczenie mocy umownej, wartość mocy pobranej, zużycie energii biernej. Dane z faktur wprowadzono do arkusza kalkulacyjnego. Na podstawie przeprowadzanych analiz formułowano wnioski w zakresie wprowadzenia oszczędności, dotyczące m.in. zmiany grup taryfowych z C2x na B2x z niższą opłatą stałą za dystrybucję energii, dostosowania (zmniejszenia) mocy umownej do potrzeb obiektów w okresach letnich (brak zajęć dydaktycznych), zwiększenia mocy umownej w PPE z przekroczeniami mocy (korzystanie z urządzeń klimatyzacyjnych). Zidentyfikowano również potrzeby, w tym ustalono zasadność rozbudowy systemów kompensacji energii biernej.

W **IAS w Gdańsku** dokonywano rzetelnej analizy kosztów energii elektrycznej (zużycie i cenę energii czynnej oraz opłaty za jej dystrybucję) oraz podjęto wynikające z tych analiz skuteczne działania w zakresie wprowadzenia oszczędności w kosztach energii elektrycznej i weryfikowano faktury na zakup usług dystrybucji energii elektrycznej.

W **UO w Opolu** prowadzono analizy w zakresie optymalizacji wydatków na energię elektryczną, przede wszystkim pod kątem zużycia energii czynnej oraz wysokości opłat ponoszonych za moc umowną. Koszty dystrybucji energii elektrycznej, w tym m.in. związane z opłatą sieciową, a także opłatą za energię bierną oddaną, nie były przedmiotem kompleksowej analizy.

5.1.3. Udzielanie zamówień publicznych na zakup energii czynnej i usługi dystrybucji energii elektrycznej

W kontrolowanych jednostkach sektora finansów publicznych prawidłowo dokonywano wyboru wykonawców zamówień na energię elektryczną, poza poniżej opisanymi przypadkami.

Zamówienia publiczne na dostawę energii elektrycznej były realizowane na podstawie ustawy Pzp, a głównym trybem wyboru wykonawcy był przetarg nieograniczony. Postępowania w sprawie zamówień publicznych na dostawę energii czynnej były także prowadzone przez inne jednostki (np. Centrum Obsługi Administracji Rządowej dla Prokuratury Okręgowej w Warszawie, Centrum Zakupów dla Sądownictwa Instytucja Gospodarki Budżetowej dla Sądu Okręgowego w Poznaniu i Sądu Okręgowego w Lublinie).

Postępowania o udzielenie zamówień publicznych

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Nie stosowano
zasad określonych
w przepisach
o zamówieniach
publicznych

Odbiorca energii nie ma możliwości wyboru OSD (monopol naturalny) i jest zobowiązany do zawarcia umowy dystrybucyjnej z podmiotem działającym na terenie, na którym działa dany odbiorca. Zamówienia publiczne na usługi dystrybucji energii elektrycznej były zawierane w trybie z wolnej ręki na podstawie art. 67 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy Pzp. Zgodnie z art. 143 ust. 1a ww. ustawy, umowy te mogły być zawierane na czas nieoznaczony.

Pomimo że od 2005 r. obowiązywał art. 4j ustawy Prawo energetyczne, według którego odbiorcy energii mają prawo zakupu energii od wybranego przez siebie dostawcy, to stwierdzono przypadki realizowania dostaw energii czynnej na podstawie umów kompleksowych zawartych w okresie, w którym nie było rozdziału działalności przedsiębiorstw energetycznych (dystrybutorzy i operatorzy).

Przykłady

W UP w Lublinie wydatki na dostawę energii czynnej, za okres od stycznia do maja 2017 r. dla obiektów zlokalizowanych na terenie Lublina, zostały poniesione na podstawie umów zawartych z pominięciem ustawy Pzp. Wydatki te za ww. okres wyniosły 2121,5 tys. zł.

Uczelnia nie przeprowadziła także postępowań na dostawę energii czynnej dla 13 PPE zlokalizowanych poza Lublinem. Dostawa energii czynnej dla ww. PPE odbywała się na podstawie umów zawartych z pominięciem ustawy Pzp. Wydatki poniesione na energię elektryczną w tych obiektach za lata 2017–2019 wyniosły 486,0 tys. zł. Nieujęcie ww. PPE w postępowaniu o zamówienie publiczne na dostawę energii czynnej, przeprowadzonym w 2017 r. dla obiektów zlokalizowanych na terenie Lublina, było również działaniem niegospodarnym. Skutkowało bowiem poniesieniem za okresy rozliczeniowe od 1 czerwca 2017 r. do 31 grudnia 2019 r. wyższych opłat. Oszczędności wyniosłyby około 33,0 tys. zł.

W trakcie kontroli stwierdzono przypadki dokonywania zakupu energii czynnej z naruszeniem zasady określonej w art. 44 ust. 4 ustawy o finansach publicznych, zgodnie z którą jednostki sektora finansów publicznych zawierają umowy, których przedmiotem są usługi, dostawy lub roboty budowlane, na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej.

Przykłady

W UP w Lublinie udzielono zamówienia publicznego na dostawę energii czynnej dla obiektów zlokalizowanych w Lublinie wykonawcy, który nie został wybrany w trybie określonym w przepisach o zamówieniach publicznych. Na podstawie umowy zawartej ze sprzedawcą energii (czerwiec-grudzień 2019 r.) poniesiono wydatki na zakup energii czynnej w kwocie 1076,5 tys. zł.

W KWP w Gdańsku przeprowadzono postępowanie, którego przedmiotem była sprzedaż oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla pięciu obiektów na podstawie art. 4 pkt 8 ustawy Pzp (dotyczącego zamówień, których wartość zamówienia nie przekraczała wyrażonej w złotych równowartości kwoty 30 tys. euro), podczas gdy wartość przedmiotowego zamówienia wynosiła 5962,0 tys. zł netto. W wyniku ww. postępowania zawarto pięć umów kompleksowych. Przyczyną było nieprawidłowe (niezgodne z art. 32 ustawy Pzp) dokonanie oszacowania wartości zamówienia. Dokonano tym

samym nieuprawnionego podziału zamówienia, które skutkowało zawarciem pięciu umów z pominięciem ustawy Pzp. W 2019 r. wydatki na realizację tych umów wyniosły 93,5 tys. zł.

UP w Poznaniu (gospodarstwo doświadczalne) był stroną dwóch umów kompleksowych, zawartych z pominięciem ustawy Pzp. Wartość umowy z 2016 r. oszacowano na 258,4 tys. zł, a umowy z 2018 r. na 320,2 tys. zł. W obu przypadkach przekraczało to próg wskazany w art. 4 pkt 8 ustawy Pzp. Wydatki poniesione w latach 2017–2019 na realizację tych umów wyniosły 540,3 tys. zł.

Jeden kontrolowany podmiot dokonał zakupu usług dystrybucji energii elektrycznej niezgodnie z art. 44 ust. 4 ustawy o finansach publicznych, tj. z pominięciem zastosowania ustawy Pzp i przewidzianego dla tego typu usług trybu z wolnej ręki, o którym mowa w art. 67 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy Pzp.

Przykład

W **UP w Lublinie** w maju 2017 r. zawarto 41 umów z PGE Dystrybucja S.A. na świadczenie usług dystrybucji dla obiektów zlokalizowanych w Lublinie z pominięciem przepisów ustawy Pzp. Uniwersytet udzielił zamówienia bez przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia w trybie z wolnej ręki pomimo spełnienia przesłanek określonych w tym przepisie. Wydatki za realizację usług dystrybucji w ww. 41 PPE w okresach rozliczeniowych od 1 czerwca 2017 r. do 31 grudnia 2019 r. wyniosły 4855,2 tys. zł.

W dwóch kontrolowanych jednostkach stwierdzono nieprawidłowości w zakresie nierzetelnego sporządzenia opisu przedmiotu zamówienia. Według art. 29 ust. 1 ustawy Pzp, przedmiot zamówienia opisuje się w sposób jednoznaczny i wyczerpujący, za pomocą dostatecznie dokładnych i zrozumiałych określeń, uwzględniając wszystkie wymagania i okoliczności mogące mieć wpływ na sporządzenie oferty.

Przykłady

W **KWP w Gdańsku** w opisie przedmiotu (przetarg nieograniczony w celu zawarcia umów kompleksowych dla obiektów w garnizonie pomorskim) nie zawarto postanowień dotyczących rozliczania PPE zasilanych dwustronnie z zastosowaniem sumatora mocy (umożliwiającego łączne rozliczanie mocy pobranej z więcej niż jednego miejsca dostarczania). Opis przedmiotu zamówienia stanowił o istotnych postanowieniach późniejszej umowy. KWP w 2019 r. poniosła wyższe o 30,9 tys. zł opłaty na usługi dystrybucji energii elektrycznej dla PPE rezerwowego. OSD dopuszczał możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii, przy zastosowaniu sumatora mocy. Na etapie przygotowywania opisu przedmiotu zamówienia w KWP nie wiedziano, że z chwilą wejścia w życie umowy kompleksowej, strona umowy odstąpi od rozliczania z zastosowaniem sumatora. W efekcie kontroli NIK, KWP w Gdańsku wystąpiła z reklamacją w zakresie zastosowania rozliczenia opłaty za moc umowną przy zastosowaniu sumatora mocy i została ona uwzględniona.

W **KWP w Lublinie** postępowanie o zamówienie publiczne na dostawę energii czynnej w okresie 24 miesięcy, przeprowadzone w trybie przetargu nieograniczonego, zostało nierzetelnie przygotowane, ponieważ nie uwzględniono terminu 21 dni kalendarzowych na powiadomienie OSD o zawartej umowie

sprzedaży energii, określonego w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.* Opóźnienie we wszczęciu procedury zamówienia publicznego na dostawę energii elektrycznej spowodowało konieczność przeprowadzenia przetargu nieograniczonego na dostawę tej energii na okres jednego miesiąca (sierpień 2018 r.) i zawarcie umowy z dostawcą z ceną netto 0,3967 zł/kWh. Cena 1 kWh energii elektrycznej w umowach na dostawę energii elektrycznej, zawartych na okres od 1 września 2018 r. do 31 sierpnia 2020 r., była niższa. Analiza zużycia energii w sierpniu 2018 r. dla 86 PPE wykazała, że wydatki na energię elektryczną wyniosły 154,6 tys. zł, a przy cenach zakupu obowiązujących dla umów dwuletnich kwota wyniosłaby 123,3 tys. zł.

Nie stosowano wewnętrznych procedur dotyczących zamówień publicznych

W jednej kontrolowanej jednostce stwierdzono nieprawidłowość w zakresie niestosowania *Regulaminu udzielania zamówień publicznych* przy zakupie i montażu układów do kompensacji energii biernej. Nie zastosowano procedury dla zamówień o wartości poniżej 30 000 euro (art. 4 pkt 8 ustawy Pzp), tj. nie zweryfikowano rynku na podstawie własnego rozeznania lub zapytań ofertowych skierowanych do co najmniej dwóch potencjalnych wykonawców.

Przykład

W **UMCS w Lublinie** udzielono siedmiu zamówień o łącznej wartości 116,8 tys. zł na montaż układów do kompensacji energii biernej w ramach robót elektrycznych wykonywanych w trybie awaryjnym na podstawie umowy z 2017 r., której przedmiotem było świadczenie usług w zakresie konserwacji i przeglądów okresowych agregatów prądotwórczych. Wykonawcy zamówienia nie wybrano na podstawie rozeznania rynku, tj. nie zwrócono się o złożenie ofert do kilku przedsiębiorców.

5.1.4. Prowadzenie kontroli merytorycznej faktur

Prowadzenie kontroli merytorycznej faktur

W kontrolowanych jednostkach co do zasady prawidłowo realizowano zadanie w zakresie kontroli merytorycznej faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej (weryfikowano dane podane na fakturze z postanowieniami umowy dystrybucyjnej), a także terminowo realizowano płatności.

W trakcie kontroli NIK stwierdzono jednak przypadki prowadzenia nierzetelnej weryfikacji dokumentów otrzymanych od OSD, które miały dla jednostek negatywne skutki finansowe.

Przykłady

W **GUMED w Gdańsku** nie przeprowadzono rzetelnego sprawdzenia merytorycznego 36 faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej dla PPE, dla którego, zgodnie z postanowieniami umowy o świadczenie usług dystrybucji, odbiorca zadeklarował zachowanie współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ na poziomie nie wyższym niż 0,4, natomiast w fakturach dystrybucyjnych w całym okresie objętym kontrolą do rozliczenia przyjmowano $\text{tg}\varphi$ równy 0,2. Powyższe skutkowało poniesieniem w latach 2017–2019 wyższych opłat dystrybucyjnych z tytułu przekroczenia współczynnika mocy (nadpłata ponad wartość współczynnika równą 0,2) o 19,8 tys. zł od należnych. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ przyjętego do rozliczenia usług dystrybucji, została przeoczona podczas weryfikacji faktur, na co wpływ miał m.in. wysoki stopień skomplikowania

procesu rozliczania energii elektrycznej. Wskutek podjętych przez GUMED działań, OSD potwierdził, że w rozliczeniu zastosował nieprawidłowy współczynnik mocy tgφ.

W UG w Gdańsku w przypadku 12 faktur za styczeń-marzec 2019 r. dla czterech PPE, OSD zastosował wartość mocy umownej 50 kW i 60 kW, podczas gdy w marcu 2018 r. dokonano zmiany mocy zamówionych dla tych PPE na 40 kW. Powyższe skutkowało poniesieniem wyższych opłat z tytułu stawki sieciowej stałej oraz przejściowej (których wysokość jest uzależniona od mocy zamówionej) w kwocie 3,5 tys. zł.

W PW w Warszawie kierownik Ośrodka Wypoczynkowego w Sarbinowie nie wywiązywała się z obowiązku rzetelnej kontroli merytorycznej faktur za usługi dystrybucyjne. W fakturach za lata 2017–2019 błędnie określono wysokość mocy umownej. Skutkowało to błędnymi rozliczeniami z tytułu opłat dystrybucyjnych naliczanych przez OSD. W trakcie kontroli Politechnika skierowała reklamację w tej sprawie, której uwzględnienie skutkowało obniżeniem opłat dystrybucyjnych naliczonych przez ww. OSD w fakturach za okres od stycznia 2016 r. do stycznia 2020 r. – per saldo o kwotę 12,4 tys. zł.

W PL w Lublinie nie przeprowadzono rzetelnej kontroli merytorycznej dwóch faktur za energię elektryczną i usługi dystrybucji za marzec 2019 r. i nie zweryfikowano zawyżonej mocy umownej w dwóch PPE, co skutkowało naliczeniem wyższej opłaty sieciowej stałej za dystrybucję o 2,4 tys. zł.

Nieterminowe regulowanie zobowiązań za usługi dystrybucji energii elektrycznej wystąpiło w trzech jednostkach. Było to niezgodne z art. 44 ust. 3 pkt 3 ustawy o finansach publicznych, według którego wydatki publiczne powinny być dokonywane w wysokości i terminach wynikających z wcześniej zaciągniętych zobowiązań.

Nieterminowe dokonywanie płatności za usługi dystrybucji energii elektrycznej

Przykłady

W UP w Poznaniu w latach 2017–2019 poniesiono koszty w kwocie 30,2 tys. zł z tytułu odsetek za nieterminowe płatności za zakup energii elektrycznej i usługi jej dystrybucji.

W UG w Gdańsku w 42 przypadkach (57% badanej próby faktur) ustalono, że płatności dokonano po terminie określonym na fakturze.

W jednej kontrolowanej jednostce stwierdzono nieprawidłowość w zakresie dokonania nierzetelnego odbioru urządzeń do kompensacji energii biernej o łącznej wartości 54,0 tys. zł w trzech PPE.

Nierzetelny odbiór urządzeń

Przykład

W UMCS w Lublinie nie przeprowadzono uruchomienia i konfiguracji urządzeń w terminie ostatecznego montażu i odbioru, stanowiącego podstawę płatności faktur. Skutkowało to poniesieniem dodatkowych opłat za nadumowny pobór energii biernej w wysokości 16,9 tys. zł. Odbioru układów do kompensacji dokonano, ponieważ urządzenia były już fizycznie zainstalowane, a nie mogły być uruchomione ze względu na brak możliwości wyłączenia zasilania budynków, w których były montowane układy. Powód takiego stanu rzeczy był ewidentnie po stronie Uczelni, a przedstawiciele poszczególnych wydziałów w momencie montażu układu kompensacji nie byli w stanie wskazać konkretnego terminu możliwego wyłączenia budynku (trwające badania, pracujące kłustry obliczeniowe itp.). Dlatego też podjęto decyzję o odbiorze, a wykonawca po uzyskaniu informacji o ustalonym terminie wyłączenia zasilania miał dokonać uruchomienia i ewentualnych konfiguracji urządzeń w budynkach.

5.2. Podejmowanie działań w zakresie wprowadzenia oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej

W jednostkach
nie podjęto
skutecznych działań
w zakresie ograniczenia
wydatków

W większości kontrolowanych jednostek sektora finansów publicznych nie podejmowano skutecznych działań w zakresie wprowadzenia oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej. Nie przeprowadzono działań w celu ograniczenia wysokości ponoszonych opłat: za ponadumowny pobór energii biernej, sieciowej stałej, za przekroczenie mocy umownej, sieciowej zmiennej.

Pozytywne efekty
działalności jednostek

Cztery kontrolowane jednostki podejmowały kompleksowe działania, które umożliwiły wprowadzenie oszczędności w wydatkach na usługi dystrybucji energii elektrycznej, w tym w trzech podmiotach nie stwierdzono nieprawidłowości (PO w Opolu, IAS w Gdańsku i SO w Lublinie). Działania tych jednostek polegały przede wszystkim na przeprowadzeniu analizy (we własnym zakresie lub przy udziale wyspecjalizowanego podmiotu), a potem wdrożeniu zaplanowanych działań, związanych z zamówieniem mocy dostosowanej do potrzeb obiektów i okresów rozliczeniowych, zmianą grupy taryfowej na wielostrefową oraz montażem układów do kompensacji energii biernej.

Przykłady

W PO w Opolu działania w zakresie optymalizacji kosztów dystrybucji energii elektrycznej były skuteczne oraz efektywne i umożliwiły zmniejszenie kosztów z tego tytułu z 828,5 tys. zł w 2017 r. do 545,4 tys. zł w 2019 r., tj. o 34%. W jednostce m.in. zamontowano urządzenia do kompensacji energii biernej oraz dostosowywano moc umowną i grupy taryfowe do realizowanych zadań, zbudowano stację transformatorową w celu przejścia na grupy taryfowe z niższymi opłatami.

IAS w Gdańsku podjęła działania w zakresie optymalizacji wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. Ze względu na zmiany organizacyjne nie można określić dokładnej kwoty oszczędności. Można jednak przyjąć, że kwota ta wyniosła nawet 100,0 tys. zł w 2019 r. w porównaniu do wydatków z 2017 r.

W SO w Lublinie od 2018 r. monitorowano wydatki związane z dystrybucją energii elektrycznej, tj. przeprowadzono rzetelne analizy w zakresie porównania mocy umownej do faktycznych potrzeb poszczególnych obiektów oraz ponoszonych opłat za ponadumowny pobór energii biernej. Przeprowadzone analizy przełożyły się na efektywne działania Sądu w zakresie montażu układów do kompensacji energii biernej oraz składania wniosków o zmniejszenie mocy umownej. Skutkiem podjętych działań było zmniejszenie wydatków na dystrybucję energii elektrycznej w 2019 r. o 51,9 tys. zł w stosunku do roku poprzedniego.

W IAS w Opolu uzyskane w wyniku podejmowanych działań oszczędności, wynikające z dostosowania mocy umownej oraz grup taryfowych do faktycznych potrzeb jednostki wyniosły około 64 tys. zł rocznie, a z tytułu wprowadzenia rozwiązań technicznych, zmierzających do oszczędności w wydatkach na energię bierną, wyniosły około 103,3 tys. zł.

5.2.1. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę za ponadumowny pobór energii biernej

Przedmiotem kontroli NIK były opłaty ponoszone za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, które dotyczyły zużycia energii biernej. OSD obciążał odbiorcę kosztami energii biernej, pobierając opłatę za ponadumowny jej pobór. Opłata ta była naliczana w ramach realizowanych usług dystrybucji energii elektrycznej.

Energia biernej

Nowoczesne odbiorniki energii (np. oświetlenie LED, urządzenia wyposażone w zasilacze impulsowe) działają w ten sposób, że przy wykonywanej funkcji użytkowej zużywają energię bierną (pobierają i oddają). Energia bierna przepływa pomiędzy siecią zasilającą a odbiornikiem, nie jest zamieniana na użyteczną pracę, ale jest niezbędna do poprawnego działania wielu odbiorników energii elektrycznej. Energia bierna „zaśmieca” sieć energetyczną, zmniejsza jej przepustowość, wywołuje niepożądane zjawiska (przegrzania, przepięcia) i generuje dla OSD dodatkowe koszty.

Wyróżnia się energię bierną indukcyjną (stosowane jest zamiennie określenie „energia bierna pobrana”) i energię bierną pojemnościową (stosowane jest zamiennie określenie „energia bierna oddana”).

Zużycie energii biernej indukcyjnej jest rozliczane na podstawie tzw. współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$. Informuje on, jak dużo energii biernej zostało pobrane w stosunku do energii czynnej. Opłata za pobór energii biernej indukcyjnej naliczana jest po przekroczeniu wartości umownej $\text{tg}\varphi_0$, która wynosi 0,4. Oznacza to, że za pobór energii biernej indukcyjnej nalicza się opłaty wtedy, gdy jej zużycie przekroczy 40% energii czynnej. W celu zmniejszenia poboru energii biernej indukcyjnej stosuje się jej kompensację, polegającą na instalowaniu urządzeń, które lokalnie wytwarzają energię bierną pojemnościową (najczęściej są to baterie kondensatorów).

W przypadku energii biernej pojemnościowej opłata naliczana jest od każdej zarejestrowanej wielkości. Możliwe jest ograniczenie ilości energii biernej pojemnościowej poprzez jej kompensację, polegającą na instalowaniu urządzeń, które lokalnie wytwarzają energię bierną indukcyjną (najczęściej są to baterie dławików).

Zużycie energii biernej rejestrują układy pomiarowo-rozliczeniowe, na podstawie których OSD nalicza opłaty dla odbiorców. Opłata za ponadumowny pobór energii biernej w grupach taryfowych C2x jest trzykrotnie wyższa niż dla odbiorców z grup taryfowych B2x ze względu na ustalony przez OSD wskaźnik krotności „k”, który wynosi: 1,00 dla B2x i 3,00 dla C2x.

W jednostkach objętych kontrolą podejmowano działania w celu ograniczenia wydatków ponoszonych na opłaty z tytułu ponadumownego poboru energii biernej poprzez montaż układów do jej kompensacji.

Montaż urządzeń do kompensacji energii biernej

Zdjęcie nr 1

Urządzenie do kompensacji energii biernej



Źródło: zasoby własne NIK.

Wyniki kontroli pokazują, że w trzech kontrolowanych jednostkach zamontowano układy do kompensacji energii biernej dla wszystkich PPE, w których wystąpił pobór energii biernej. Kompensatory zakładano zarówno na etapie budowy nowych obiektów lub modernizacji budynków, jak i w ramach podejmowanych inicjatyw w zakresie wprowadzenia oszczędności w opłatach za ponadumowny pobór energii biernej.

Przykłady

W **SO w Lublinie** w ośmiu PPE zastosowano kompensatory energii biernej. W 2019 r. zostały zamontowane układy w dwóch sądach, a łączne wydatki na montaż tych urządzeń wyniosły 18,3 tys. zł. Analiza kosztów poniesionych na ich zainstalowanie wykazała, że zwrot nakładów nastąpi po sześciu–siedmiu miesiącach. Wyeliminowano lub znacznie ograniczono opłaty za energię bierną.

W **PO w Opolu** w dziewięciu PPE zamontowano układy do kompensacji energii biernej (wydatki w kwocie 115,2 tys. zł). Roczne oszczędności wyniosły 74,3 tys. zł.

W **IAS w Gdańsku** zamontowano układy do kompensacji w 18 PPE, w tym dwa w latach 2018–2019 (łącznie wydatki wyniosły 13,8 tys. zł). W IAS roczne oszczędności wyniosły około 140,0 tys. zł.

Przypadki wystąpienia wysokich opłat za ponadumowny pobór energii biernej

W 17 kontrolowanych podmiotach, spośród 22 objętych kontrolą, stwierdzono przypadki ponoszenia nieuzasadnionych opłat za ponadumowny pobór energii biernej. Badaniem NIK objęto 64 PPE, w których zarejestrowano zużycie energii na istotnym poziomie. Wydatki tych jednostek w latach 2017–2019⁹ na opłaty za ponadumowny pobór energii biernej wyniosły łącznie 3735,5 tys. zł.

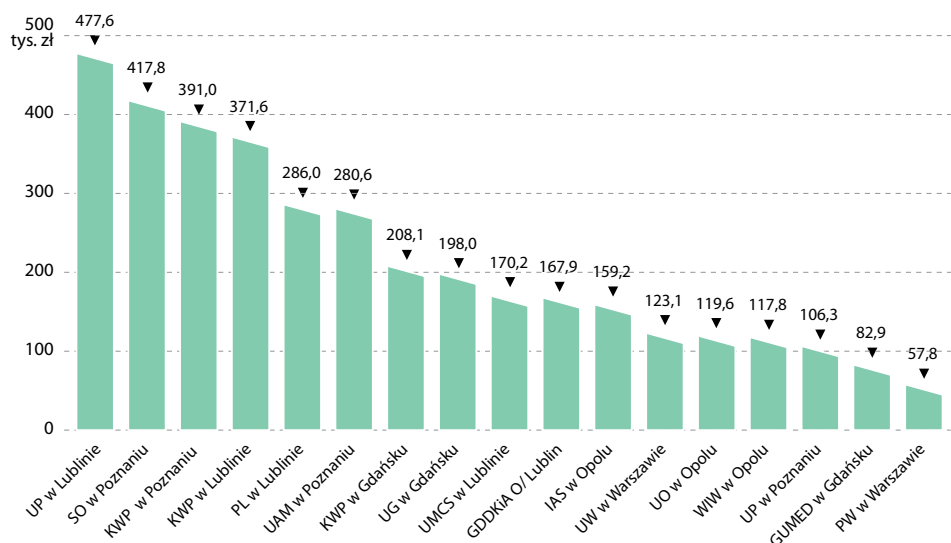
W skrajnych przypadkach wydatki ponoszone na opłaty za ponadumowny pobór energii biernej stanowiły nawet 50% wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. W większości tych jednostek nie oszacowano kosztów montażu urządzeń do kompensacji energii biernej i nie przeprowadzono analiz opłacalności takiego montażu. Jednostki ponosiły znaczne wydatki na te opłaty i dlatego też nie znajdują uzasadnienia wyjaśnienia kierowników kontrolowanych jednostek na temat braku środków finansowych na przeprowadzenie analizy zasadności kompensacji, a także realizacji montażu układów do kompensacji energii biernej.

⁹ Z wyjątkiem jednostek objętych kontrolą rozpoznawczą (PL w Lublinie, KWP w Lublinie), w których dane o opłatach dotyczą lat 2017–2019 (do kwietnia).

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 10

Jednostki, w których ponoszono w latach 2017–2019 opłaty za ponadumowny pobór energii biernej



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Przykłady

W kontrolowanych jednostkach nie podejmowano skutecznych działań w celu ograniczenia opłat ponoszonych na energię bierną, czego wynikiem był znaczny ich udział, w opłatach ponoszonych na dystrybucję, wynoszący:

- 1) od 6% do 29% w **UP w Lublinie** w czterech PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową i indukcyjną wyniosły 477,6 tys. zł,
- 2) od 22% do 39% w **SO w Poznaniu**, w czterech PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 417,8 tys. zł,
- 3) od 17% do 41%, w **KWP w Poznaniu**, w czterech PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 391,0 tys. zł,
- 4) do 66% w **KWP w Lublinie**, w siedmiu PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 371,6 tys. zł,
- 5) od 21% do 41% w **PL w Lublinie**, w pięciu PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 286 tys. zł,
- 6) od 20% do 53% w **UAM w Poznaniu**, w czterech PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 280,6 tys. zł,
- 7) od 11% do 30% w **KWP w Gdańsku**, w czterech objętych badaniem PPE, poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową i indukcyjną wyniosły 208,1 tys. zł,
- 8) od 14% do 53% w **UMCS w Lublinie**, w trzech PPE poniesione opłaty za energię bierną pojemnościową wyniosły 170,2 tys. zł.

W jednostkach tych nie przeprowadzono też rzetelnej analizy w zakresie zmniejszenia poboru energii biernej oraz zasadności zainstalowania układów do kompensacji tej energii.

W trakcie kontroli NIK stwierdzono także przypadki, w których zostały zamontowane układy do kompensacji energii biernej, ale nie zostały one dobrane w sposób prawidłowy i OSD naliczał opłaty za ponadumowny pobór energii biernej.

Nieodpowiednio dobrane układy do kompensacji energii biernej

Przykłady

W **UP w Lublinie** nie podejmowano skutecznych działań w celu ograniczenia opłat ponoszonych za ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej. W szczególności nie określono przyczyn ponoszenia opłat za energię bierną dla trzech PPE, w których zostały już zamontowane układy do kompensacji energii biernej.

W **UMCS w Lublinie** w jednym z obiektów funkcjonują cztery baterie kondensatorów do kompensacji energii biernej indukcyjnej. Z uwagi na zaawansowane, nowoczesne rozwiązania oraz aktualnie niskie zużycie energii elektrycznej obiekt wykazuje tzw. charakter pojemnościowy, a nie indukcyjny. W trakcie kontroli wyjaśniono, że uczelnia jest wciąż na etapie pozyskiwania grup naukowo-badawczych i zakłada się, że obciążenie to będzie systematycznie rosnąć, a co za tym idzie pobór energii biernej zmieni się na indukcyjny i wtedy zainstalowane w PPE baterie kondensatorów będą prawidłowo spełniały swoją funkcję.

Dane pobrane od OSD

Na potrzeby badania biegłych w zakresie elektroenergetyki i statystyki pobrano dane z 2019 r. dotyczące wylosowanych jednostek sektora finansów publicznych. Od pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych uzyskano informacje o poborze energii biernej w PPE w grupach taryfowych B2x i C2x. W 1,4 tys. PPE (50% objętych badaniem) wystąpiły opłaty za energię bierną na poziomie powyżej 1,0 tys. zł, a w 609 PPE (21%) opłaty wyniosły powyżej 5,0 tys. zł. Wydatki jednostek z tytułu opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w 609 PPE wyniosły łącznie 8,7 mln zł. Potwierdza to powszechną skalę zjawiska ponoszenia wydatków na te opłaty.

Wnioski
z opinii biegłego
w zakresie
elektroenergetyki

Jednostki mają możliwość ograniczenia zużycia energii biernej i opłat za jej ponadumowny pobór poprzez montaż odpowiednich układów do kompensacji energii biernej.

Według opinii biegłego w zakresie elektroenergetyki, dobór układu kompensującego jest zadaniem inżynierskim i powinien być indywidualnie wykonany dla każdego przypadku, biorąc pod uwagę specyfikę obiektu (sposób i charakter użytkowania energii przez odbiorcę).

W około połowie z analizowanych obiektów zarejestrowano użytkowanie zarówno energii biernej indukcyjnej, jak i pojemnościowej. Może to oznaczać potrzebę zastosowania kompensacji dynamicznej (baterii hybrydowych).

Dobór odpowiedniego układu kompensacji mocy biernej powinien być poprzedzony audytem, opartym na pomiarach składowych użytkowanej energii oraz parametrów jakości energii elektrycznej. To wszystko wpływa na cenę projektowanego układu i jego skuteczność. Rynek krajowy usług związanych z pełną usługą kompensacji mocy biernej (od wykonania audytu, projektu, montażu, konserwacji do zaoferowania gwarancji na określony poziom ograniczenia opłat za energię bierną) stopniowo się powiększa.

Brak jest pełnych analiz oceniających faktyczny wpływ problemu użytkowania mocy biernej przez odbiorców końcowych na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej i związane z tym koszty dla operatorów. Obowiązujący obecnie w Polsce mechanizm rozliczeń za energię bierną pojemnościową

jest bardziej restrykcyjny niż za energię bierną indukcyjną, przy czym w przypadku tej ostatniej, krajowy mechanizm naliczania opłat (uzależniony od tg mocy według formuły podanej w rozporządzeniu taryfowym z 2019 r.) utrudnia przewidywanie kosztów dla odbiorcy i efektywny dobór układów kompensujących.

Obliczenia biegłego wykonano przy założeniu redukcji opłat o co najmniej 85%. Oszacowanie miało charakter ostrożny, w praktyce w indywidualnych przypadkach możliwe oszczędności mogą okazać się większe, wymaga to indywidualnej ekspertyzy i doboru odpowiednio dedykowanych rozwiązań dla każdego przypadku.

Na podstawie doświadczeń praktycznych, przedsiębiorstwa montujące układy kompensacji wskazywały na wyższą rzeczywistą ich skuteczność i czasy zwrotu z inwestycji mieszczące się najczęściej w przedziale od trzech miesięcy do jednego roku, a nie przekraczające dwóch lat.

Według danych za 2019 r. otrzymanych od pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych, oszacowane wydatki na opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w jednostkach sektora finansów publicznych w skali całego kraju wyniosły 75 259,7 tys. zł netto (92 569,4 tys. zł brutto). Oznacza to, że szacowana kwota oszczędności wynosi 78 684 tys. zł (85% kwoty oszacowanych wydatków).

Wnioski z opinii biegłego
w zakresie statystyki

5.2.2. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę sieciową stałą

Opłata sieciowa stała odzwierciedla koszt utrzymania urządzeń energetycznych ponoszony przez OSD. Jej wysokość uzależniona jest od grupy taryfowej (B2, C2x i C1x) oraz wartości mocy umownej, a nie zależy od ilości zużytej energii.

Opłata sieciowa stała

Przedmiotem kontroli NIK były opłaty za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej za moc zamówioną. Opłata sieciowa stała jest obliczana jako iloczyn wartości mocy umownej i składnika stałego stawki sieciowej. Składnik stały stawki sieciowej jest określony w taryfach OSD.

Moc umowna to moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo umowie kompleksowej. Moc umowna decyduje o wysokości opłaty sieciowej stałej i powinna być dostosowana do rzeczywistego zapotrzebowania.

Moc umowna

Zgodnie z taryfami OSD, moc umowną można zamówić raz w roku indywidualnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych. Termin zmiany jest określony w taryfach OSD. Przykładowo w taryfie PGE Dystrybucja S.A. jest to 31 października roku poprzedzającego zmianę. Przy braku zmiany zamówienia ze strony odbiorcy, dystrybutor przyjmuje moc umowną taką samą, jak w roku poprzednim. W praktyce dystrybutorzy stosują ułatwienia dla klientów, w tym umożliwiają odbiorcom zamawianie mocy wielokrotnie w ciągu roku, nawet co miesiąc.

Jeśli pomiar energii jest wykonywany za pomocą licznika cyfrowego, to faktura zawiera dane o dziesięciu maksymalnych poborach mocy w danym miesiącu. Pozwala to odbiorcy energii na bieżącą samodzielną ocenę zapotrzebowania na moc, bez potrzeby zlecania pomiarów podmiotom zewnętrznym.

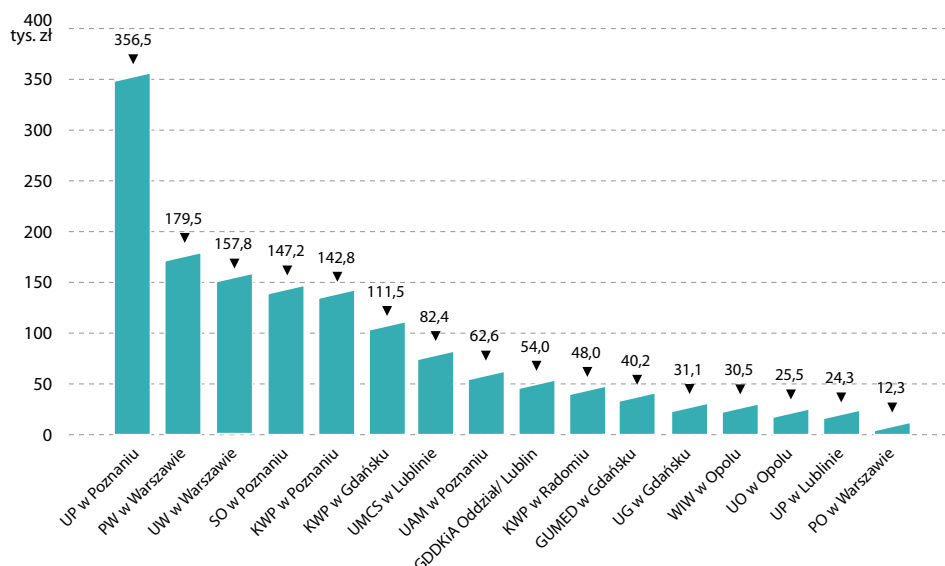
Wyniki kontroli NIK

W 18 kontrolowanych podmiotach, spośród 22 objętych kontrolą, stwierdzono, że w 86 przypadkach nie podjęto działań na rzecz dostosowania mocy umownej do faktycznego zapotrzebowania poszczególnych PPE. Niepodjęcie działań na rzecz dostosowania mocy umownej, tj. obniżenia jej wartości, prowadziło do ponoszenia opłaty sieciowej stałej w zawyżonej wysokości.

Na podstawie przeprowadzonej analizy dla 16 podmiotów (73 PPE), objętych kontrolą planową NIK, ustalono, że zmniejszenie wartości mocy umownej i dostosowanie jej do faktycznych potrzeb obiektów w poszczególnych okresach rozliczeniowych mogłoby spowodować, że w latach 2018–2019 kontrolowane jednostki mogłyby zaoszczędzić¹⁰ łącznie 1506,2 tys. zł.

Infografika nr 11

Jednostki, w których możliwe byłoby zamówienie mocy o niższej wartości i kwota potencjalnych oszczędności w latach 2018–2019



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Na podstawie przeprowadzonej analizy dla 13 podmiotów (68 PPE), objętych kontrolą planową NIK, ustalono, że zmniejszenie wartości mocy umownej i dostosowanie jej do faktycznych potrzeb obiektów w poszczególnych okresach rozliczeniowych mogłoby spowodować, że w 2020 r. oszczędności mogłyby wynieść łącznie 968,4 tys. zł¹¹.

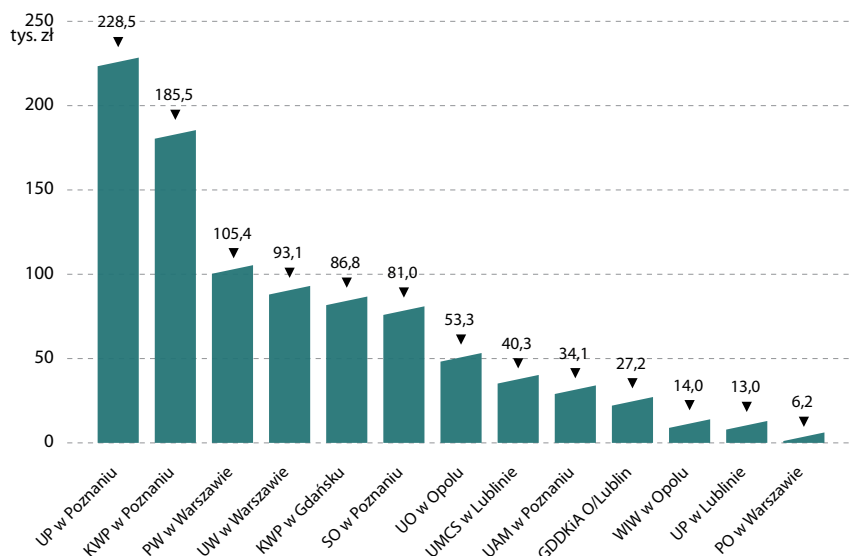
¹⁰ Dla 2018 r. wyliczono skorygowaną moc umowną dla każdego okresu rozliczeniowego poprzez przyjęcie faktycznego poboru mocy w analogicznym okresie 2017 r., dla 2019 r. do wyliczenia przyjęto większą z dwóch wartości poboru mocy w analogicznych okresach 2017 r. i 2018 r. Do tak wyliczonej mocy skorygowanej dodano 25% zapasu mocy. Przy wyliczeniach uwzględniono także zakres dopuszczalnej przez OSD mocy umownej (minimalnej i maksymalnej dla danego PPE).

¹¹ Dla 2020 r. przyjęto – największą z trzech wartości w analogicznych okresach 2017 r., 2018 r. i 2019 r. Do tak wyliczonej mocy skorygowanej dodano 25% zapasu mocy. Przy wyliczeniach uwzględniono także zakres dopuszczalnej przez OSD mocy umownej (minimalnej i maksymalnej) dla danego PPE.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 12

Jednostki, w których możliwe byłoby zamówienie mocy o niższej wartości i kwota potencjalnych oszczędności w 2020 r.



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Przykłady

W jednostkach nie podejmowano działań na rzecz dostosowania mocy umownej do faktycznych potrzeb w poszczególnych okresach rozliczeniowych (miesiącach):

- 1) w **UP w Poznaniu** w sześciu PPE, w których maksymalna moc pobrana wynosiła od 5% do 74% mocy umownej. Potencjalne oszczędności przy mocy umownej prawidłowo dobranej w latach 2018–2019 mogły wynieść 356,5 tys. zł, a w 2020 r. – 228,5 tys. zł;
- 2) w **PW w Warszawie** w ośmiu PPE – analiza wykazała, że w czterech z nich maksymalna moc pobrana kształtowała się w przedziale od 4% do 50% mocy umownej. W pozostałych czterech występowały długotrwałe lub powtarzające się, co roku okresy, w których moc pobrana nie przekroczyła 60% mocy umownej. Jednostka, dobierając moc umowną w odpowiedni sposób, mogła zaoszczędzić 179,5 tys. zł w latach 2018–2019 oraz 105,4 tys. zł w 2020 r.;
- 3) w **SO w Poznaniu** w dziewięciu PPE maksymalna moc pobrana wynosiła od 3% do 91% mocy umownej. Przy zamówieniu mocy umownej o niższej wartości potencjalne oszczędności w opłacie sieciowej stałej w latach 2018–2019 wyniosłyby 147,2 tys. zł, a w 2020 r. – 81,0 tys. zł;
- 4) w **KWP w Poznaniu** w siedmiu PPE stwierdzono, że w nieodpowiedni sposób dobrano moc umowną do faktycznych potrzeb. Potencjalne oszczędności w latach 2018–2019 mogły wynieść 142,8 tys. zł, a w 2020 r. opłata sieciowa stała mogłaby być niższa o 185,5 tys. zł;
- 5) w **KWP w Gdańsku** w czterech PPE nie podejmowano działań na rzecz dostosowania mocy umownej. Potencjalne oszczędności, w związku z zamówieniem mocy o wartości odpowiedniej do potrzeb danego PPE, w latach 2018–2019 mogły wynieść 111,5 tys. zł, a w 2020 r. opłata sieciowa stała mogłaby być niższa o 86,8 tys. zł;

6) w **UMCS w Lublinie** nie podjęto działań na rzecz dostosowania mocy umownej. Analiza faktur za dystrybucję energii elektrycznej wykazała, że w trzech PPE wykorzystywano moc umowną na poziomie do 31%, 39% i 60%. Odpowiednie działania jednostki, w celu dostosowania mocy umownej do faktycznych potrzeb obiektów w poszczególnych okresach rozliczeniowych, umożliwiłyby oszczędności w latach 2018–2019 w kwocie 85,3 tys. zł, a w 2020 r. 40,3 tys. zł.

W trakcie kontroli stwierdzono także przypadki, w których jednostki dostosowały moc umowną do rzeczywistych potrzeb.

Przykłady

W **IAS w Gdańsku i w Opolu** dopasowano wartość mocy umownej do potrzeb urządzeń elektrycznych zainstalowanych w obiektach zarządzanych przez te jednostki.

W **SO w Lublinie** w wyniku analiz danych, przeprowadzonych na podstawie faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej, od 2019 r. zmniejszono wartość zamówionej mocy dla siedmiu PPE, w tym w czterech PPE wskazano zapotrzebowanie na moc o zróżnicowanej wartości w poszczególnych okresach rozliczeniowych. W trakcie 2019 r. w dalszym ciągu porównywano maksymalną moc pobraną do mocy umownej i w październiku 2019 r. złożono zamówienie mocy na 2020 r. Badanie NIK przeprowadzone na przykładzie pięciu PPE wykazało, że w 2019 r. oszczędności jednostki z tytułu zmniejszenia mocy umownej wyniosły 28,8 tys. zł. Kolejne działania Sądu spowodują, że w 2020 r. oszczędności te wyniosą 6,0 tys. zł.

5.2.3. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę za przekroczenie mocy umownej

Opłata za przekroczenie mocy umownej

OSD monitoruje pobór mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę oraz wyznacza wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną określoną w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowie kompleksowej. Za przekroczenie mocy umownej określonej w umowach jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- 1) sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną albo
- 2) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną, zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1.

Opłata za przekroczenie mocy umownej jest ustalana i pobierana za każdy miesiąc (okres rozliczeniowy), w którym nastąpiło przekroczenie. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca dostarczania, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy.

Opłata za przekroczenie mocy umownej jest naliczana przez OSD na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego. Na fakturze za usługi dystrybucji energii wskazywana jest wartość największych poszczególnych

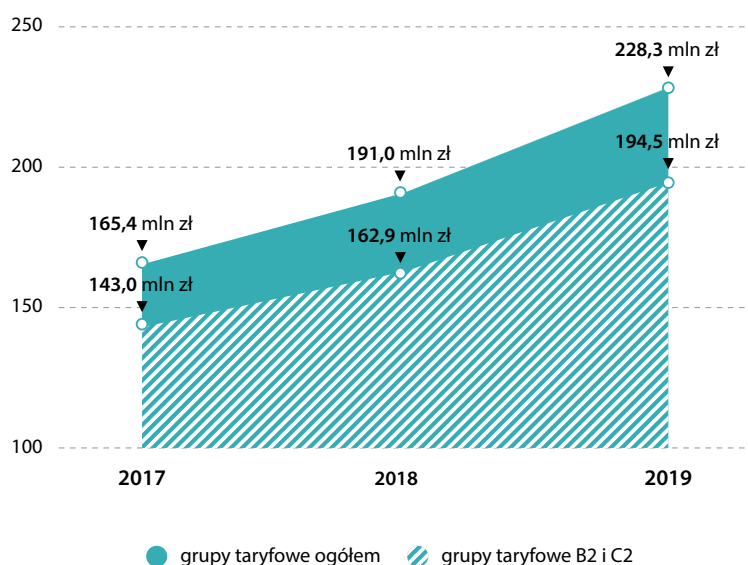
WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

przekroczeń lub suma wartości tych przekroczeń. Opłata ma charakter sankcyjny, a jej wysokość jest uzależniona od składnika stałego stawki sieciowej.

W 2019 r. najwyższe opłaty za przekroczenie mocy umownej ponosili odbiorcy z terenu działania przedsiębiorstwa Energa-Operator S.A., ponieważ wartość netto składnika stałego stawki sieciowej została ustalona na poziomie 20,06 zł/kW w grupie taryfowej C21 i 13,37 zł/kW w B21. Najniższe opłaty za przekroczenie mocy umownej ustanowił inny Stoen Operator sp. z o.o., ponieważ cena składnika wyniosła 9,02 zł/kW w grupie taryfowej C21 oraz 7,58 zł/kW w B21. Pięciu największych OSD we wnioskach o zatwierdzanie taryf złożonych do URE wskazywało przewidywaną kilkuno-stoprocentową dynamikę wzrostu opłat za przekroczenia mocy umownej.

Infografika nr 13

Opłaty za przekroczenia mocy umownej, przewidywane przez pięciu największych OSD w latach 2017–2019



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas kontroli.

Odbiorca powinien zapobiegać przekroczeniom mocy umownej. Analiza faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej pozwala odbiorcy na wychwycenie przekroczeń zarejestrowanych przez OSD i naliczonych z tego tytułu opłat. Przekroczeń mocy umownej można uniknąć poprzez złożenie do OSD formularza zamówienia mocy o większej wartości. Jeżeli wartość mocy umownej jest równa wartości mocy przyłączeniowej, to wcześniej należy zwrócić się do OSD z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do sieci. Przede wszystkim w jednostkach powinna być rzetelnie prowadzona analiza mocy pobranej na podstawie danych pozyskanych z faktur za usługi dystrybucji energii elektrycznej, a także analiza przewidywanych zwiększeń mocy w związku z planowymi pracami remontowymi lub planowanym montażem i wykorzystywaniem nowych urządzeń, które zwiększą pobór mocy.

Zwiększenie mocy umownej do wartości mocy przyłączeniowej nie wymaga poniesienia dodatkowych kosztów.

Zwiększenie mocy umownej

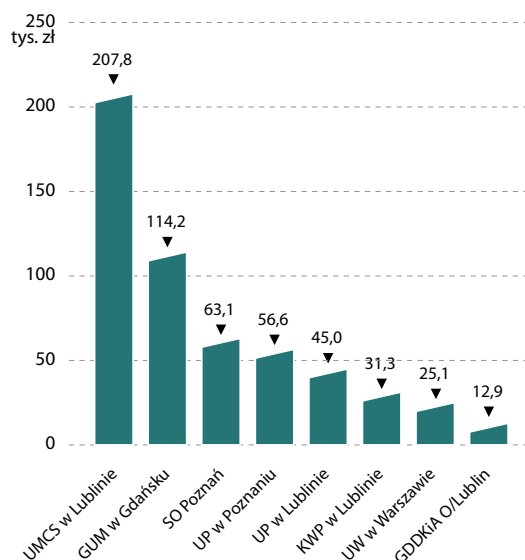
WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Wyniki kontroli NIK

W ośmiu kontrolowanych podmiotach stwierdzono przypadki, w których nie podejmowano skutecznych działań w celu ograniczenia przekroczeń mocy. Było to niezgodne z art. 44 ust. 3 pkt 1 ustawy o finansach publicznych. Na opłaty za przekroczenie mocy umownej wydatkowano łącznie 556,0 tys. zł.

Infografika nr 14

Przypadki, w których stwierdzono w latach 2017–2019 ponoszenie niezasadnych opłat za przekroczenie mocy umownej



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Przykłady

W UMCS w Lublinie nie ograniczono przypadków występowania przekroczeń mocy umownej. W dwóch PPE przekroczone moc umowną w 68 okresach rozliczeniowych, co skutkowało naliczeniem przez OSD dodatkowych opłat w łącznej wysokości 207,8 tys. zł. Nie prowadzono analizy mocy pobranej ze względu na prowadzone remonty obiektów.

W GUMED w Gdańsku nie podjęto skutecznych działań w celu zmiany mocy przyłączeniowej oraz mocy umownej dla dwóch PPE w sytuacji, gdy rejestrowano zwiększony pobór mocy. Wydatki za przekroczenie mocy umownej w latach 2017–2019 wynosiły ogółem 114,2 tys. zł. Nie wystąpiono do OSD o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz nie sporządzono kalkulacji kosztów zmiany mocy przyłączeniowej. Podjęte w październiku 2019 r. działania zmierzające do zmiany mocy umownej nie przyniosły zamierzonego rezultatu, ponieważ powinny one być poprzedzone zmianą mocy przyłączeniowej.

W SO w Poznaniu z opóźnieniem podjęto działania mające na celu dostosowanie mocy przyłączeniowej PPE do faktycznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Skutkowało to poniesieniem sankcyjnych opłat za przekroczenia mocy umownej w okresie od sierpnia 2018 r. do grudnia 2019 r. w łącznej kwocie 63,1 tys. zł.

W UP w Poznaniu w jednym z PPE przekroczenia mocy umownej wystąpiły w 35 okresach rozliczeniowych. Mimo to nie podjęto żadnych działań, mających na celu dostosowanie mocy umownej do faktycznego zapotrzebowania. Suma opłat poniesionych z tytułu przekroczenia wyniosła 46,0 tys. zł.

Na potrzeby badania biegłych w zakresie elektroenergetyki i statystyki pobrano dane z 2019 r. dotyczące wylosowanych jednostek sektora finansów publicznych. Od pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych uzyskano informacje o opłatach za przekroczenie mocy umownej w grupach taryfowych B2x i C2x. W 602 PPE (21% objętych badaniem) wydatki na te opłaty wyniosły łącznie 2,4 mln zł.

Według danych za 2019 r. otrzymanych od pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych, oszacowane wydatki na opłaty za przekroczenie mocy umownej w jednostkach sektora finansów publicznych w skali całego kraju wyniosły 18 376,3 tys. zł netto (22 602,8 tys. zł brutto).

Dane pobrane od OSD

Wnioski z opinii biegłego
w zakresie statystyki

5.2.4. Oszczędności w wydatkach ponoszonych na opłatę sieciową zmienną

Jednostki sektora finansów publicznych zużywają energię czynną w różnych strefach czasowych, tj. nie tylko w godzinach pracy. Po opuszczeniu pomieszczeń przez pracowników pozostają włączone urządzenia, a pobór energii może być znaczny w godzinach poza szczytem oraz w porze nocnej. W celu doboru optymalnej wielostrefowej grupy taryfowej należy przeanalizować zużycie energii w różnych godzinach doby. Operatorzy systemów dystrybucyjnych posiadają szczegółowe dane o zużyciu energii (dane profilowe, zarejestrowane przez układ pomiarowo-rozliczeniowy). Dane te pokazują aktywność odbiorcy w każdej godzinie doby. Jednostki mają możliwość wystąpienia do OSD o wykonanie odpłatnej usługi przetworzenia, zarchiwizowania i przekazania danych profilowych. Na przykład PGE Dystrybucja S.A. w 2019 r. ustalił opłatę za udostępnienie danych profilowych za okres nie dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy w kwocie 344 zł.

Zużycie energii
w strefach czasowych

W ramach kontroli stwierdzono przypadki, w których podmioty zastosowały wielostrefowe grupy taryfowe. Na terenie działania OSD, które zróżnicowały opłaty w grupach wielostrefowych, stwierdzono, że w czterech jednostkach wybrano grupy taryfowe wielostrefowe B22, B23, C22 i C23.

Zastosowanie
wielostrefowych
grup taryfowych

Przykłady

W **UG w Gdańsku** w 2017 r. wystąpiono o dane profilowe do OSD, a przeprowadzoną analizę wykorzystano do zmiany grupy taryfowej jednostrefowej B21 na trójstrefową B23. W przypadku zmiany grupy taryfowej w dwóch PPE w okresie siedmiu miesięcy (maj–grudzień 2019 r.) pozyskano oszczędności w kwocie 395,4 tys. zł.

IAS w Gdańsku w sposób odpowiedni dobrała grupy taryfowe wielostrefowe. Wszystkie 15 PPE z grup taryfowych B2 i C2 były rozliczane w grupach wielostrefowych. Na przykład dla czterech PPE miesięczne oszczędności wyniosły 3,3 tys. zł. Przyjmując założenie zużycia energii czynnej na podobnym poziomie przez pozostałe okresy rozliczeniowe 2019 r., to jednostka zaoszczędziła około 40,0 tys. zł.

W **PO w Opolu** zmieniono grupy taryfowe na wielostrefowe. Dla trzech PPE z grup taryfowych B2 miesięczne oszczędności wyniosły 1,8 tys. zł. Przyjmując założenie zużycia energii czynnej na podobnym poziomie przez pozostałe okresy rozliczeniowe 2019 r., to jednostka zaoszczędziła około 22,0 tys. zł.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

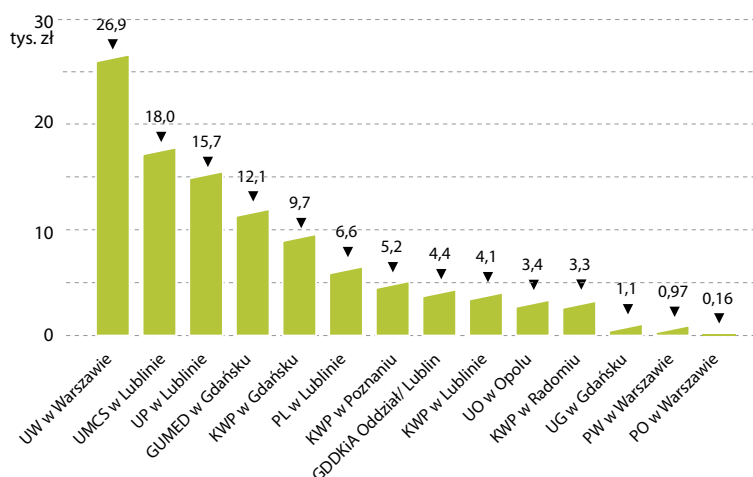
W GDDKiA Oddział w Lublinie zakwalifikowano 10 PPE do grup taryfowych wielostrefowych z niższą opłatą. Badanie zużycia energii w jednym okresie rozliczeniowym (październik 2019 r.) w czterech PPE, w których zastosowano grupę taryfową wielostrefową, wykazało, że oszczędności Oddziału wyniosły 10,2 tys. zł. Przyjmując założenie zużycia energii czynnej na podobnym poziomie przez pozostałe okresy rozliczeniowe 2019 r., to jednostka zaoszczędziła około 120,0 tys. zł.

Wyniki kontroli NIK

W ramach kontroli stwierdzono także przypadki, w których nie zastosowano grup wielostrefowych. Na podstawie pobranych od OSD profili zużycia energii czynnej za jeden okres rozliczeniowy w 2019 r. stwierdzono, że w 14 kontrolowanych podmiotach (41 PPE) potencjalne miesięczne oszczędności mogłyby wynieść 111,6 tys. zł.

Infografika nr 15

Przypadki, w których zmiana grupy taryfowej przyniosłaby oszczędności w trakcie jednego okresu rozliczeniowego



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Przykłady

W UMCS w Lublinie nie podjęto działań w zakresie wprowadzenia odpowiednich grup taryfowych ze zróżnicowaną stawką zmienną opłaty sieciowej, które uwzględniałyby zużycie energii elektrycznej w strefach czasowych. Przeprowadzona przez NIK analiza danych profilowych zarejestrowanych przez cztery PPE wykazała, że poniesiona za październik 2019 r. opłata sieciowa zmienna z zastosowaniem jednej strefy czasowej byłaby wyższa niż w przypadku zastosowania trójstrefowej grupy taryfowej. Możliwe miesięczne oszczędności wyniosłyby 18,0 tys. zł.

W GUMED w Gdańsku w sierpniu 2019 r. podjęto działania w celu pozyskania danych profilowych dla ośmiu PPE zasilanych w grupie taryfowej C21 i B21, ale skuteczne działania w zakresie zmiany grupy taryfowej podjęto dopiero w trakcie kontroli NIK. Analiza danych profilowych zarejestrowanych w czterech PPE wykazała różnice pomiędzy wysokością ponoszonej opłaty sieciowej z zastosowaniem jednej strefy czasowej oraz opłatą w przypadku zastosowania trzech stref czasowych. Skutkowało to poniesieniem za październik 2019 r. opłaty w kwocie 29,3 tys. zł, podczas gdy w przypadku zastosowania trójstrefowej grupy taryfowej opłaty wyniosłyby 17,2 tys. zł.

W KWP w Gdańsku nie przeprowadzono rozeznania w zakresie możliwości zastosowania odpowiednich grup taryfowych ze zróżnicowaną stawką zmiennej opłaty sieciowej. W Komendzie nie dostosowano grup taryfowych do potrzeb czterech PPE, co skutkowało poniesieniem w miesiącu październiku 2019 r. opłat z tytułu dystrybucji wyższych o 9,7 tys. zł.

W UP w Lublinie nie zastosowano odpowiednich grup taryfowych. Skutkowało to poniesieniem za październik 2019 r. opłaty sieciowej zmiennej dla czterech PPE w kwocie wyższej niż w przypadku zastosowania wielostrefowych grup taryfowych. Możliwe miesięczne oszczędności wyniosłyby 15,7 tys. zł.

W UO w Opolu nierzetelnie przeprowadzono rozeznanie dotyczące możliwości zastosowania odpowiednich grup taryfowych ze zróżnicowaną stawką opłaty sieciowej zmiennej. Przeprowadzona analiza danych profilowych zarejestrowanych w trzech PPE wykazała znaczne różnice pomiędzy wysokością ponoszonej opłaty sieciowej w grupie jednostrefowej oraz opłatą w przypadku zastosowania kilku stref czasowych. Skutkowało to poniesieniem za październik 2019 r. opłaty w kwocie 9,7 tys. zł, podczas gdy w przypadku zastosowania optymalnej (najkorzystniejszej finansowo) taryfy B23 opłaty te byłyby niższe o 3,4 tys. zł, tj. o 35%.

Opłaty z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej, określone w obowiązujących w latach 2017–2019 taryfach PKP Energetyka S.A., dla jednostrefowej grupy taryfowej B21 były prawie dwukrotnie wyższe od najwyższych tego rodzaju stawek ustalonych dla poszczególnych stref czasowych w grupach taryfowych B22 i B23, co powodowało, że niezależnie od struktury poboru (zużycia) energii elektrycznej w ciągu doby, największe opłaty z tego tytułu ponoszone były przez odbiorców z grupą taryfową B21.

**Taryfa PKP
Energetyka S.A.**

Przykład

W UW w Warszawie nie podjęto działań w celu doboru właściwej wielostrefowej grupy taryfowej dla PPE (Interdyscyplinarne Centrum Modelowania Matematycznego i Komputerowego). Według wyliczeń NIK, uwzględniających stawki opłat określone w taryfach PKP Energetyka S.A., w sytuacji gdyby ww. PPE był rozliczany w trójstrefowej grupie taryfowej B23, w miejsce jednostrefowej grupy B21, Uniwersytet zaoszczędziłby na opłatach dystrybucyjnych za lata 2017–2019 co najmniej 893,3 tys. zł.

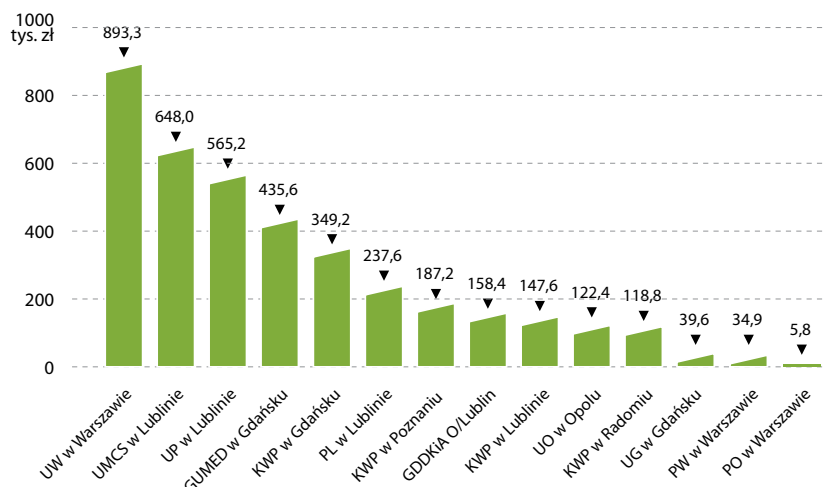
Przyjmując założenie zużycia energii czynnej w 13 jednostkach na podobnym poziomie przez pozostałe okresy rozliczeniowe, a dla UW w Warszawie faktyczną wartość oszczędności, to w latach 2017–2019 kwota oszczędności mogłaby wynieść nawet 3943,6 tys. zł.

**Korzyści
z zastosowania
wielostrefowej
grupy taryfowej**

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 16

Dane dotyczące kwot potencjalnych oszczędności w latach 2017–2019



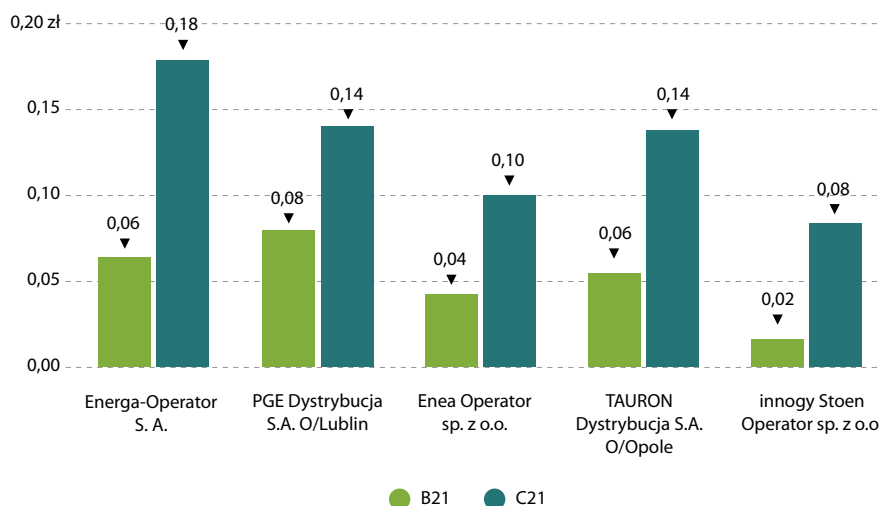
Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Opłata sieciowa zmienna

Opłata sieciowa zmienna jest uzależniona od ilości energii czynnej, która została wykorzystana przez odbiorcę w okresie rozliczeniowym. Opłata jest obliczana jako iloczyn pobranej energii czynnej (kWh lub MWh) i wartości składnika zmiennego stawki sieciowej, ustalonej w taryfach OSD. Najwyższe opłaty sieciowe zmienne są ponoszone przez odbiorców w grupach taryfowych C2x.

Infografika nr 17

Opłaty sieciowe zmienne w grupach taryfowych jednostrefowych – wartość netto składnika zmiennego stawki sieciowej w pięciu największych OSD w 2019 r. (zł/kWh)



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych zebranych podczas przeprowadzonych kontroli.

Zróżnicowanie składnika zmiennego stawki sieciowej

Dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych (Enea Operator S.A. i innogy Stoen Operator sp. z o.o.) nie zróżnicowało wartości składnika zmiennego w strefach czasowych. Pozostali trzej najwięksi operatorzy (Energa-Operator S.A., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.), a także PKP Energetyka S.A. ustalili różne wartości stawek w strefach czasowych.

Na przykładzie taryfy z 2019 r. PGE Dystrybucja S.A. Oddział w Lublinie wartość netto składnika zmiennego stawki sieciowej wyniosła:

- dla jednej strefy całodobowej – 78,99 zł/MWh (B21), 0,1408 zł/kWh (C21);
- dla dwóch stref: B22 – szczytowa 78,99 zł/MWh i pozaszczytowa 39,89 zł/MWh, C22a – szczytowa 0,2276 zł/kWh i pozaszczytowa 0,1174 zł/kWh;
- dla trzech stref: B23 – w szczycie przedpołudniowym 50,99 zł/MWh, popołudniowym 94,49 zł/MWh, pozostałych godzinach doby 15,88 zł/MWh, C23 – w szczycie przedpołudniowym 0,1527 zł/kWh, popołudniowym 0,2160 zł/kWh, pozostałych godzinach doby 0,0515 zł/kWh;
- dla czterech stref: B24 – w szczycie przedpołudniowym 50,99 zł/MWh, popołudniowym 104,89 zł/MWh, pozostałych godzinach doby 15,88 zł/MWh, strefie godzin doliny obciążenia 12,26 zł/MWh, C24 – w szczycie przedpołudniowym 0,1527 zł/kWh, popołudniowym 0,2582 zł/kWh, pozostałych godzinach doby 0,0515 zł/kWh, strefa godzin doliny obciążenia 0,0365 zł/kWh.

Opinia biegłego w zakresie elektroenergetyki wskazuje, że sposób ustalania stawek opłaty sieciowej zmiennej przez OSD powinien być jednolity na terenie całego kraju. OSD zarządzające sieciami dystrybucyjnymi na różnych obszarach kraju, ze względu na regionalną specyfikę działania mogą mieć różne koszty związane z obsługą i zarządzaniem infrastrukturą sieciową w podległych rejonach, ale ze względu na identyczny rodzaj działalności (dystrybucja energii elektrycznej) zasady kształtowania stawek dla klientów powinny być spójne i niedyskryminujące poszczególnych odbiorców (uwzględniające jednak ich specyfikę wpływu na koszty utrzymania sieci). Według biegłego, zmienność kosztów dystrybucji w ciągu doby może wynikać z poziomu strat energii w sieci, które są nieliniowo zależne od obciążenia. Ocena wielkości strat energii w różnych porach doby wymaga analiz rozprężowych. W porze szczytów zapotrzebowania, z uwagi na straty energii w sieci dystrybucyjnej, koszty dystrybucji mogą być większe niż w okresie mniejszych obciążeń. Szczyt zapotrzebowania przypada na godziny dzienne, przy czym szczyty obserwowane są w innych porach dla klientów biznesowych (w tym odbiorców przemysłowych) niż dla odbiorców komunalno-bytowych. Z drugiej strony, w godzinach nocnych OSD też mogą ponosić dodatkowe koszty obsługi z uwagi np. na dodatkowe wynagrodzenia dla osób z szeroko pojętej obsługi za pracę nocną. Biegły podkreślił, że widać potrzebę ujednolicenia podejścia – w skali kraju – do sposobu kształtowania opłaty sieciowej zmiennej. Trudno zaakceptować sytuację, w której odbiorcy płacą za pobór energii czynnej w strefach czasowych wg wyraźnie odmiennych zasad, arbitralnie ustalonych przez danego dystrybutora, a kryterium jest lokalizacja geograficzna (podłączenie instalacji odbiorcy do sieci konkretnego OSD, będącego monopolistą). Kryterium lokalizacji będzie natomiast wpływać na różnice w samej wysokości rozważanej opłaty, w danej strefie czasowej, ponieważ koszty funkcjonowania sieci dystrybucyjnych u każdego OSD będą odmienne.

Wyniki opinii
biegłego w zakresie
elektroenergetyki

5.3. Działalność Urzędu Regulacji Energetyki

Działalność URE
nie chroniła interesów
odbiorców energii

Prezes URE nie prowadził kontroli OSD w zakresie prawidłowości stosowania taryf energii elektrycznej wobec odbiorców energii. W trakcie prowadzonych postępowań o zatwierdzanie taryf Prezes URE nie żądał od OSD przedstawienia informacji na temat kosztów przyjmowanych jako uzasadnione do kalkulacji stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej, w tym kalkulacji wskaźnika krotności „k”, który stanowił element stawki tej opłaty. Wobec czego nie miał wiedzy, czy zaproponowane przez OSD stawki opłaty wynikają z uzasadnionych kosztów i czy nie są zawyżone.

Zadania Prezesa URE

Według art. 1 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Prezes URE wykonuje zadania przy pomocy URE.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 tej ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

URE jako odbiorca
energii elektrycznej

URE jest jednocześnie jednostką sektora finansów publicznych, która realizowała wydatki na energię elektryczną. Zgodnie z art. 44 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych, wydatki publiczne powinny być dokonywane w sposób celowy i oszczędny, z zachowaniem zasad uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów, optymalnego doboru metod i środków służących osiągnięciu założonych celów.

5.3.1. Realizacja zadań w zakresie taryfikacji usług dystrybucji energii elektrycznej

Przypisanie zadań
w zakresie taryfikacji

Decyzje Prezesa URE w sprawie zatwierdzenia taryf były podejmowane po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego. Do zadań Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w URE (Wydziału ds. Parametrów Regulacji i Infrastruktury Elektroenergetycznej oraz Wydziału ds. Regulacji Energii Elektrycznej) należało m.in.: prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowanie projektów decyzji w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej przedkładanych przez przedsiębiorstwa energetyczne (podlegających obowiązkowemu rozdziałowi prawnemu), opracowanie wytycznych i aktualizacji tabel do kalkulacji taryf przedsiębiorstw energetycznych, kontrolowanie stosowania taryf dla energii elektrycznej, a także opracowywanie metodyki taryfy wieloletniej dla OSD (podlegających obowiązkowemu rozdziałowi prawnemu), założeń do kalkulacji taryf, metodyki ustalania współczynników korekcyjnych

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw, projektów, wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju OSD.

W URE opracowano dokumenty, w których zostały określone założenia do kalkulacji taryf dla OSD, którzy dokonali rozdzielenia działalności:

- 1) *Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020;*
- 2) *Koszty operacyjne dla OSD na lata 2016–2020;*
- 3) *Różnica bilansowa dla OSD na lata 2016–2020;*
- 4) *Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016–2020;*
- 5) *Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla OSD, Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla OSD.*

Dokumenty opracowane przez Prezesa URE w sprawie taryfikacji

URE na swojej stronie internetowej publikował także założenia do kalkulacji taryf OSD. Taryfy OSD na 2017 r., 2018 r., 2019 r. były opracowywane na podstawie założeń do kalkulacji taryf przygotowanych przez URE.

Założenia w zakresie kalkulacji taryf

Założenia w zakresie kalkulacji taryf na rok 2019 zawierały informacje o elementach przychodu regulowanego, na który składały się koszty operacyjne, amortyzacja, podatki od majątku sieciowego, wynagrodzenie kapitału (zwrot z kapitału, wartość regulacyjna aktywów, średnioważony koszt kapitału, współczynnik regulacji jakościowej, wskaźnik regulacyjny), różnica bilansowa, koszty zakupu, tranzyty energii, koszty zakupu usług przesyłowych oraz pozostałe elementy przychodu regulowanego. Przychód regulowany pokrywa koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. W ww. *Założeniach* określono także zasady obliczania przychodu planowanego do kalkulacji stawek, według których przychód do kalkulacji stawek opłat stanowi różnicę między sumarycznym przychodem regulowanym a opłatami m.in. za ponadumowny pobór energii biernej, za przekroczenia mocy umownej, za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy. Do ww. *Założeń* dołączono wzór treści taryfy oraz wskazano niezbędne załączniki do wniosku taryfowego (m.in. projekcję przychodu dla dystrybucji, dane o odbiorcach usług dystrybucyjnych przyłączonych do sieci, arkusz struktury dostawy, wynik na dystrybucji, arkusz kalkulacji przychodu dla dystrybucji, arkusze porównania stawek m.in. opłat sieciowych dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych, czy arkusze symulacji wzrostu płatności, kalkulację zwrotu na kapitale).

Zasady ustalania opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej (w tym opłaty za ponadumowny pobór energii biernej) zostały ustalone w przepisach prawnych, tj. w:

Zasady ustalania opłaty za ponadumowny pobór energii biernej

- 1) art. 45 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o której mowa w art. 32 ust. 1; taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający między innymi: pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie dystrybucji wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność; pokrycie kosztów

uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań; ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat;

- 2) § 3 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., według którego przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie ustalonym w art. 45 ustawy, eliminowanie subsydiowania skrośnego;
- 3) art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne, który wskazuje, że koszty uzasadnione OSD to koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie dystrybucji oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych;
- 4) art. 3 pkt 32 ustawy Prawo energetyczne podaje definicję subsydiowania skrośnego, które oznacza pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.

Opłata za ponadumowny pobór energii biernej jest jedną z wielu opłat za dystrybucję energii elektrycznej. Według § 45 ust. 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., przez ponadumowny pobór energii biernej rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:

- 1) współczynnikowi mocy $\text{tg}\varphi$ wyższemu od umownego współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ (w przypadku energii biernej indukcyjnej),
- 2) indukcyjnemu współczynnikowi mocy,
- 3) pojemnościowemu współczynnikowi mocy.

Jeżeli odbiorca posiada układ pomiarowo-rozliczeniowy (licznik) energii biernej, to każda ilość pobranej energii biernej jest rejestrowana. Operatorzy systemów dystrybucyjnych pobierają opłaty tylko od tych odbiorców energii (w tym m.in. od jednostek sektora finansów publicznych), którzy spełniają dwa warunki:

- 1) posiadają zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe (pozwalające na rejestrację poboru energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej),
- 2) są zasilani z sieci wysokich napięć lub z sieci średniego napięcia (np. grupa taryfowa B21) oraz – w uzasadnionych przypadkach – z sieci niskiego napięcia (np. grupa taryfowa C21).

W rozporządzeniu taryfowym z 2019 r. przewidziano dwa rodzaje opłat za ponadumowny pobór energii biernej:

- 1) opłatę za pobór energii biernej indukcyjnej, uzależnioną od wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$;
- 2) opłatę za pobór energii biernej pojemnościowej, uzależnioną od ilości tej energii zarejestrowanej przez licznik.

Opłacie podlega ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej, określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$. Operatorzy systemów dystrybucyjnych przyj-

mują zazwyczaj wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ na poziomie 0,4. Opłatę za nadwyżkę energii biernej indukcyjnej oblicza się według wzoru określonego w § 45 ust. 6 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. Wzór ten wskazuje, że jeżeli nastąpi przekroczenie wyznaczonego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, to OSD nalicza opłatę stanowiącą iloczyn trzech składników, tj.:

- 1) wartości tego przekroczenia, wyliczonej przez OSD na podstawie ilości energii biernej indukcyjnej (zarejestrowanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy) oraz ilości energii czynnej pobranej;
- 2) ustalonego przez OSD w taryfie wskaźnika krotności „k”;
- 3) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej przez Prezesa URE.

Według § 45 ust. 8 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., odbiorca ponosi opłatę za pobór energii pojemnościowej stanowiącą iloczyn trzech składników, tj.:

- 1) ilości energii biernej pojemnościowej, zarejestrowanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy;
- 2) ustalonego przez OSD w taryfie wskaźnika krotności „k”;
- 3) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej przez Prezesa URE.

W dokumencie „Taryfa dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej (stanowiącym załącznik do *Założeń w zakresie kalkulacji taryf na rok 2019*, a także *Założeń za 2017 r. i 2018 r.*) wskazano, że „k” wynosi:

- $k_{110} = 0,50$ – dla odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV,
- $k_{SN} = 1,00$ – dla odbiorców przyłączonych do sieci SN,
- $k_{nN} = 3,00$ – dla odbiorców przyłączonych do sieci nN.

Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła nie posiadał dokumentacji wskazującej na wyliczenie „k” przy ustalaniu opłat za ponadumowny pobór energii biernej. Wskaźniki „k” w podziale na poziomy napięcie zostały ustalone w 2007 r. i opublikowane w dokumencie *Taryfy OSD na rok 2008*. Od tamtego czasu nie zostały zmienione.

Taryfy energii elektrycznej pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., innogy Stoen Operator sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o.) określały sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej. Wskaźnik krotności „k” został ustalony w taryfach OSD według założeń wskazanych we wzorze taryfy określonym przez Prezesa URE, stanowiącym załącznik do *Założeń dla kalkulacji taryf na 2017 r., 2018 r., 2019 r.* Współczynnik ten wyniósł: $k_{SN} = 1,00$ – dla odbiorców przyłączonych do sieci SN, $k_{nN} = 3,00$ – dla odbiorców przyłączonych do sieci nN.

W taryfach OSD ujęto zapisy, odnoszące się m.in. do definicji ponadumownego poboru energii biernej, wskazania odbiorców podlegających rozliczeniom za pobór energii biernej, zasad podlegania opłacie za ponadumowny pobór energii biernej, wskazania wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$, a także wskazania zasad pobierania opłat za ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej.

Zasady ustalania wartości wskaźnika krotności „k”

Taryfy OSD

Zaniechanie żądania przedstawienia informacji o kosztach

Wysokość pobieranych opłat za ponadumowny pobór energii biernej była uzależniona m.in. od ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy (0,1699 zł netto/kVArh w 2017 r., 0,1697 zł netto/kVArh w 2018 r., 0,1637 zł netto/kVArh w 2019 r.) oraz krotności „k”.

Prezes URE nie żądał od OSD przedstawienia informacji na temat kosztów, przyjmowanych jako uzasadnione, do kalkulacji wskaźnika „k”. Operatorzy w taryfach przyjmowali wartość proponowaną przez URE, a nie prowadzili kalkulacji zasadności wartości „k” na podstawie uzasadnionych kosztów.

W opłacie za ponadumowny pobór energii biernej wartość wskaźnika „k” jest jedynym elementem opłaty, zależnym od OSD, który powinien być ustalony w taryfie na odpowiednim poziomie i w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych.

W ustawie Prawo energetyczne nie przewidziano odstępstw od zasady, wynikającej z art. 45 ust. 1 pkt 2 i 3 tej ustawy, że przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek kalkulowania taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych w związku z realizacją ich zadań oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Pomiar energii biernej

Układy pomiarowo-rozliczeniowe, zainstalowane u odbiorców energii elektrycznej, rejestrują ilość (kVArh) zużytej energii biernej, a nie tylko jej przekroczenia. Liczniki dokonujące pomiaru energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej są obecnie stosowane u odbiorców przyłączonych do sieci o wszystkich poziomach napięć (w grupach taryfowych A, B i C). Pobór energii biernej jest odnotowywany na fakturach za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Rozliczenie poboru energii biernej stosowało sześciu największych OSD (PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., innogy Stoen Operator sp. z o.o., ENEA Operator sp. z o.o., PKP Energetyka S.A.). Rozliczenie takie występowało we wszystkich punktach poboru energii elektrycznej w grupach taryfowych B2x i C2x we wszystkich 22 jednostkach sektora finansów publicznych objętych kontrolą.

W związku z powyższym nie jest konieczna wymiana układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorców oraz dostosowanie systemów informatycznych OSD do tych zmian. Nie jest też konieczna zmiana przepisów w zakresie wprowadzenia takich rozliczeń, ponieważ operatorzy systemów dystrybucyjnych rejestrują i rozliczają pobór energii biernej na podstawie obecnie obowiązującego rozporządzenia taryfowego z 2019 r.

Wysokość opłat

W przypadku energii biernej wysokość pobieranych opłat była uzależniona m.in. od ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy. Oznacza to, że dla wyliczenia stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w taryfach obowiązujących w 2019 r. zastosowano średnią cenę energii elektrycznej obowiązującą w 2017 r. (163,70 zł netto/MWh). Ze względu na zastosowanie wskaźnika krotności „k” na poziomie 1,00 i 3,00, opłata za 1 kVArh energii biernej wynosiła:

- 0,1637 zł netto dla odbiorców w grupach taryfowych Bx,
- 0,4911 zł netto dla odbiorców w grupach taryfowych C2x.

Cena energii za 2019 r. podana przez Prezesa URE zostanie wykorzystana w taryfach obowiązujących w 2021 r. i spowoduje znaczny wzrost ceny 1 kVA_{rh} energii biernej:

- 0,2454 zł netto dla odbiorców w grupach taryfowych Bx,
- 0,7362 zł netto dla odbiorców w grupach taryfowych C2x.

Badanie pięciu postępowań o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej na 2019 r. (PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., innogy Stoen Operator sp. z o.o., ENEA Operator sp. z o.o.) wykazało, że przekazane przez OSD wnioski zawierały wymagane załączniki, w tym m.in. projekcję przychodu dla dystrybucji, dane o odbiorcach usług dystrybucyjnych przyłączonych do sieci, arkusze struktury dostawy, wynik na dystrybucji, arkusz kalkulacji przychodu dla dystrybucji, koszty i przychody z tytułu opłaty abonamentowej, arkusze porównania stawek opłat, kalkulację zwrotu na kapitale. Pracownicy URE dokonali oceny ww. wniosków m.in. na podstawie wytycznych do kalkulacji taryf oraz załączonych formularzy, stanowiących integralną część wniosków taryfowych. Ocenie podlegał poziom przychodu regulowanego oraz poszczególne elementy tego przychodu. Podstawowym narzędziem wykorzystywanym do oceny kosztów, przyjmowanych przez OSD dla kalkulacji stawek zawartych w taryfach, były modele do oceny efektywności w zakresie kosztów operacyjnych, różnicy bilansowej oraz nakładów inwestycyjnych.

W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych analizowano i weryfikowano dane przekazane przez OSD, wzywano do uzupełnienia wniosków poprzez nadesłanie wskazanych dokumentów i wyjaśnień.

Prezes URE, dokonując analizy i weryfikacji kosztów uzasadnionych, przyjętych przez OSD do kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfach, korzystał z uprawnienia wynikającego z art. 47 ust. 2e ustawy Prawo energetyczne w zakresie możliwości stosowania metod porównawczych oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

W trakcie kontroli NIK ustalono, że w ramach prowadzonego postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf pięciu OSD na 2019 r. w URE analizowano i weryfikowano koszty uzasadnione OSD na podstawie informacji ze sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych. Szczegółowemu badaniu w URE poddawano dane liczbowe, których wymagano od OSD. Dane te były wykazywane w załącznikach do wniosków taryfowych, w tym m.in.: załączniku nr 1 *Projekcja przychodu do dystrybucji*, wskazującym wartość przychodu regulowanego, załączniku nr 5 *Wynik na dystrybucji*, pokazującym wartość przychodów i kosztów odrębnie dla każdej grupy taryfowej (wykonanie za 2017 r., plan na 2018 r. i 2019 r.), załączniku nr 6 *Arkusz kalkulacji przychodu dla dystrybucji*. Poszczególne stawki opłat dystrybucyjnych (stałej, zmiennej, abonamentowej, jakościowej, przejściowej, OZE, kogeneracyjnej) były obliczane dla różnych grup odbiorców (poszczególnych grup taryfowych) w odniesieniu do uzasadnionych kosztów, wykazanych przez OSD.

Według § 46 ust. 5 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego

Wyniki badania
postępowań
o zatwierdzenie taryf

Sumatory mocy

miejsca dostarczania, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy. Niezależnymi miejscami dostarczania energii elektrycznej nie są miejsca, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej mocy lub w których, zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową, moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora.

Zapis taki został zamieszczony we wzorze treści taryf, stanowiącym załącznik do *Założeń w zakresie kalkulacji taryf na 2017 r., 2018 r., 2019 r.*, a także w taryfach OSD zatwierdzonych przez Prezesa URE. W ww. *Założeniach* nie uwzględniono dodatkowych zapisów w zakresie zastosowania sumatora mocy, umożliwiającego łączne rozliczenie dla kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej i skutkującego niższymi opłatami za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Przykładem taryfy, która przewidywała możliwość pomiaru łącznej mocy umownej z więcej niż jednego miejsca dostarczania była taryfa Energa-Operator S.A. W taryfie zamieszczono definicję układu sumującego. Zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, która przewidywała możliwość łącznego rozliczenia mocy umownej dla dwóch miejsc dostarczania energii (np. zasilanie podstawowe i rezerwowe) powodowało pozytywne skutki finansowe dla odbiorcy w postaci naliczania stałej opłaty za moc umowną dla jednego przyłącza. W 2019 r. (od 6 kwietnia) składnik stałej opłaty dystrybucyjnej w grupie taryfowej C2x wynosił netto 20,06 zł/kW/miesiąc. Przykładowo opłata sieciowa stała, dla dwóch miejsc dostarczania energii przy mocy umownej po 100 kW, wynosiła 4012 zł netto, a przyjęcie w umowie łącznego rozliczenia dla dwóch przyłączy spowodowałoby obniżenie tej opłaty o 50%.

Grupy taryfowe

Taryfy OSD, objęte kontrolą, zgodnie z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., zawierały podział odbiorców na grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup. Podział odbiorców na grupy taryfowe był dokonywany według kryteriów, określonych w § 6 ust. 1 ww. rozporządzenia taryfowego z 2019 r., tj. m.in. uwzględniających poziom napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej, wartość mocy umownej. Ww. kryteria odpowiadały kryteriom podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci wymienione w § 3 ust. 1 rozporządzenia w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Dla odbiorców w grupach taryfowych niskiego napięcia (C2x, C1x), jako kryterium zakwalifikowania do grup taryfowych, zastosowano m.in. kryterium zabezpieczenia przedlicznikowego. W taryfach OSD do grupy taryfowej C2x kwalifikowano podmioty z grupy przyłączeniowej IV (podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A). Do grupy taryfowej C1x kwalifikowano podmioty z grupy przyłączeniowej V (podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A).

Według art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf energii elektrycznej pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Artykuł 44 ustawy Prawo energetyczne reguluje m.in. zasady prowadzenia ewidencji księgowej przez przedsiębiorstwa energetyczne, art. 45 ww. ustawy – zasady ustalania taryf, a w art. 46 ust. 3 i 4 ww. ustawy zamieszczono upoważnienie do określenia w rozporządzeniu wydanym przez ministra właściwego do spraw energii szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf w odniesieniu do energii elektrycznej.

Kontrolowanie
stosowania taryf

Do zadań Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła należało kontrolowanie stosowania taryf dla energii elektrycznej.

W URE prowadzono, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, działania regulacyjne w zakresie kontrolowania stosowania taryf dla energii elektrycznej, mając jednocześnie na uwadze kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 pkt 3 oraz 16 ww. ustawy, dotyczące m.in. ustalania:

- 1) wartości i okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego;
- 2) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;
- 3) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, dla przedsiębiorstw przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
- 4) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców.

Prezes URE nie realizował zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, tj. nie prowadził kontroli OSD w zakresie stosowania taryf energii elektrycznej wobec odbiorców energii, w szczególności w zakresie prawidłowości stosowania warunków cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych. Wobec braku takich działań, Prezes URE nie posiadał informacji, czy ceny i stawki opłat stosowane przez OSD wobec odbiorców są zgodne z warunkami określonymi w taryfie.

Prezes URE
nie realizował
ustawowego zadania

W URE realizowano działania mające charakter kontrolny, które polegały m.in. na występowaniu do OSD o przekazanie informacji dotyczących wniosków o wypłatę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych, danych w zakresie wykonanych i planowanych przyłączeń odbiorców, a także przedstawienie obowiązującej polityki rachunkowości. W URE prowadzono działania kontrolne, polegające na analizowaniu i weryfikowaniu kosztów przedsiębiorstwa, przyjmowanych jako uzasadnione do kalkulacji stawek i opłat w taryfach, a także na wyjaśnianiu kwestii (problemów) związanych z zatwierdzonymi taryfami.

Powyższe działania URE nie wypełniały jednak obowiązku w zakresie prowadzenia kontroli stosowania taryf, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne. Kontrola stosowania taryf ma istotne

znaczenie z punktu widzenia ochrony interesów odbiorców przed stosowaniem nieuzasadnionego poziomu cen i stawek opłat, zwłaszcza w przypadku zastosowania opłat, dla których taryfa określa sposób ich ustalania i stawka opłaty lub możliwość jej rozliczania jest uzależniona od dodatkowych warunków. Dotyczy to m.in.:

- opłaty za przekroczenie mocy umownej, której metoda naliczenia jest uzależniona od rodzaju urządzenia pomiarowego;
- rozliczeń za pobór energii biernej indukcyjnej w przypadkach przyjęcia współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ o niższej wartości niż 0,4.

Nie realizowano ustawowego zadania w zakresie prowadzenia kontroli, ponieważ w URE były problemy z zatrudnieniem pracowników o odpowiednich kompetencjach na stanowiskach zajmujących się taryfami dla energii elektrycznej.

Działania informacyjne Prezesa URE

Do zakresu działania Prezesa URE, wskazanego w art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy Prawo energetyczne, należy podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. W URE został utworzony punkt, w którym udzielano informacji i porad konsumentom w zakresie ich praw, w tym prawa wyboru sprzedawcy. Informacje dotyczyły możliwych do uzyskania oszczędności, tj. przypadków, w których odbiorca może korzystać z różnic cenowych ofert sprzedawców energii czynnej.

W URE nie udzielano informacji o możliwości dokonywania oszczędności w zakresie kosztów usług dystrybucji energii elektrycznej. W trakcie kontroli NIK wyjaśniono, że usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczone przez OSD dotyczyły obszaru zmonopolizowanego i regulowanego przez Prezesa URE, a prowadzenie takich działań nie wpisywało się w celowość funkcjonowania ww. punktu.

Na stronie internetowej URE opublikowano dokument *Zbiór Praw Konsumentów Odbiorców Energii Elektrycznej i Paliw Gazowych*.

URE nie prowadził działalności informacyjnej skierowanej do innych podmiotów (np. jednostek sektora finansów publicznych) w zakresie możliwości wprowadzenia oszczędności w kosztach zakupu energii czynnej oraz kosztach dystrybucji energii elektrycznej. Przepisy prawne nie nakładały takiego obowiązku na Prezesa URE.

Według art. 1 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, celem ustawy jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii oraz przeciwdziałanie negatywnym skutkom naturalnych monopolii.

5.3.2. Działania URE jako odbiorcy energii elektrycznej

Organizacja URE

W skład URE wchodziły komórki organizacyjne zlokalizowane w Centrali w Warszawie oraz oddziały terenowe: Północny w Gdańsku, Południowy w Katowicach, Południowo-Wschodni w Krakowie, Wschodni w Lublinie, Środkowo-Zachodni w Łodzi, Zachodni w Poznaniu, Północno-Zachodni w Szczecinie i Południowo-Zachodni we Wrocławiu.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W latach 2017–2019 na potrzeby prowadzenia działalności statutowej, URE wynajmował dziewięć pomieszczeń biurowych, tj. dla Centrali oraz wszystkich oddziałów terenowych (dalej także „OT”). Umowy najmu zawierały m.in. postanowienia w zakresie pokrycia kosztów eksploatacji, w tym kosztów za energię elektryczną.

W zawartych przez URE umowach najmu pomieszczeń dla Centrali oraz pięciu oddziałów terenowych (w Gdańsku, Katowicach, Lublinie, Poznaniu i Wrocławiu) nie zostały ujęte zapisy o przekazywaniu kopii faktur wystawionych przez OSD i sprzedawców energii elektrycznej. Natomiast w przypadku przedłożenia przez wynajmujących kopii tych faktur, w URE nie przeprowadzano ich analizy pod kątem kosztów ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej. Niepodejmowanie działań w tym zakresie było niezgodne z art. 44 ust. 3 pkt 1 ustawy o finansach publicznych.

URE nie dysponując kopiami wszystkich faktur wystawionych przez OSD lub sprzedawcę energii elektrycznej, nie miał możliwości weryfikacji opłat, jakimi był obciążany przez wynajmujących, a także prowadzenia analiz ponoszonych wydatków na dystrybucję energii elektrycznej.

Zdaniem NIK, URE jako jednostka sektora finansów publicznych i organ odpowiadający za zatwierdzanie taryf OSD powinien nie tylko stosować rozwiązania mające na celu wydatkowanie środków na energię elektryczną zgodnie z zasadą oszczędności, lecz również informować właścicieli lub zarządców nieruchomości o możliwych rozwiązaniach, wskazujących na oszczędności w tym zakresie.

5.4. Opinia ministra właściwego do spraw energii oraz opinia biegłego w zakresie elektroenergetyki

W ramach kontroli uzyskano informacje od ministra właściwego do spraw energii (Sekretarza Stanu Ministerstwa Klimatu) w zakresie obowiązujących zasad ustalania poszczególnych opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej, a także prowadzenia działań informacyjnych związanych z optymalizacją wydatków ponoszonych na te usługi.

5.4.1. Działania informacyjne w zakresie oszczędności w wydatkach ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej

Aktualnie żaden organ nie realizuje zadania w zakresie prowadzenia działań informacyjnych o możliwościach uzyskiwania oszczędności w opłatach za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Do zakresu działania Prezesa URE, wskazanego w art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy Prawo energetyczne, należy podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. Gospodarstwa domowe (konsumentów) rozliczają się w grupach taryfowych G, a najwyższe opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej ponoszą odbiorcy w grupach taryfowych B i C (w tym jednostki sektora finansów publicznych).

Prezes URE nie podejmował działań w zakresie ograniczenia wydatków Urzędu na energię elektryczną

Informacje od jednostki, która nie została objęta kontrolą NIK

Nie prowadzono działań informacyjnych skierowanych do jednostek sektora finansów publicznych

W Ministerstwie Klimatu nie były prowadzone prace nad przygotowaniem wytycznych (poradników) adresowanych do odbiorców energii. Posiadano jednak wiedzę o możliwościach obniżenia wydatków na poszczególne opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Według informacji Sekretarza Stanu oszczędności można uzyskać m.in. poprzez: dostosowanie mocy umownej do faktycznego zapotrzebowania, właściwy dobór grupy taryfowej, wyposażenie jednostek w urządzenia do kompensacji energii biernej, wymianę istniejących źródeł światła na nowoczesne źródła energooszczędne, wykorzystanie wyłączników priorytetowych lub strażników mocy w celu zmniejszenia zapotrzebowania na moc umowną, przesuwanie poboru energii na strefy niższych opłat w danej grupie taryfowej oraz intensyfikowanie poboru energii w nocnej dolinie obciążenia systemu.

**Opinia
ministra właściwego
do spraw energii**

Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu wyjaśnił, że Ministerstwo, poprzez tworzony system prawny, ukierunkowane jest przede wszystkim na równoważenie interesów sektora energetycznego i interesów odbiorców, a aktualne rozwiązania systemu taryfowania usług dystrybucji (wypracowane na przestrzeni ostatnich lat) zapewniają możliwe najniższe stawki opłat dla odbiorców przy zachowaniu poziomu dochodów OSD.

Sekretarz Stanu wskazał, że w każdym indywidualnym przypadku, w celu ewentualnej optymalizacji wartości mocy umownej, wyboru odpowiedniej grupy taryfowej, podjęcia działań optymalizacyjnych w zakresie poboru energii biernej, wymagana jest indywidualna analiza dotycząca konkretnego odbiorcy energii. Analiza taka powinna być dokonana przez poszczególnych odbiorców (lub z wykorzystaniem odpowiednich specjalistów). Podstawą wykonania takiej analizy są dane będące w posiadaniu odbiorców. Jest to wielowątkowa analiza, którą trudno byłoby ująć w formie wytycznych, gdyż np. skorzystanie przez odbiorców z taryfy wielostrefowej może dla jednych przynieść korzyści, a dla innych straty. Przygotowywanie poradników w tym zakresie byłoby trudne, gdyż musiałyby one zawierać ogromną ilość informacji, a przez to stałyby się zupełnie nieczytelne dla odbiorców. Sekretarz Stanu podkreślił, że polityka taryfowa operatorów systemów dystrybucyjnych wraz z działaniami Prezesa URE (zatwierdzającego taryfy), zmierza do zapewnienia odbiorcom optymalnych rozwiązań taryfowych, dzięki którym mają oni możliwość wyboru spośród kilku taryf i dostosowania parametrów dostaw do swojej charakterystyki poboru energii elektrycznej. Funkcję informacyjną i stymulującą do zmiany rozwiązań taryfowych na bardziej korzystne pełni taryfa zatwierdzana przez Prezesa URE. Teksty taryf znajdują się na stronach internetowych operatorów i są dostępne dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W taryfach znajdują się wszystkie informacje, niezbędne odbiorcy do podjęcia odpowiednich decyzji dotyczących m.in. wyboru odpowiedniej grupy taryfowej, dopasowania mocy umownej.

Sekretarz Stanu wskazał także, że sprzedawca energii elektrycznej dostarcza odbiorcy energii w gospodarstwie domowym kopię zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp. Ponadto URE prowadzi również Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, w którym można uzyskać dodatkowe porady dotyczących efektywności użytkowania energii elektrycznej.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Sekretarz Stanu podkreślił, że nie są wymagane żadne zmiany prawne nakładające dodatkowe obowiązki w zakresie działań informacyjnych. W obecnym stanie prawnym Prezes URE ma wystarczająco duże uprawnienia w tym zakresie.

Prezes URE posiada wyłącznie kompetencje w zakresie prowadzenia działań informacyjnych na rzecz gospodarstw domowych (konsumentów), a jednostki sektora finansów publicznych nie zaliczają się do tej grupy odbiorców. Dodatkowo należy wskazać, że w URE funkcjonuje opinia na temat braku możliwości oszczędzania wydatków ponoszonych na usługi dystrybucji energii elektrycznej ze względu na stawki opłat ustalone w taryfach.

Wyniki kontroli NIK przeprowadzonej w jednostkach sektora finansów publicznych wskazują wyraźnie, że istnieje potrzeba opracowania odpowiedniego poradnika dla tych jednostek (państwowych i samorządowych) zawierającego wskazówki działań, które mogą przynieść oszczędności dla budżetów. W trakcie prowadzonych czynności kontrolnych tłumaczenia pracowników o niepodjęciu odpowiednich działań dotyczyły głównie braku wiedzy i informacji na ten temat.

Istotne zmiany technologiczne w zakresie odbiorników elektrycznych i funkcjonowania instalacji elektrycznej, wprowadzane przez odbiorcę energii podczas remontów i modernizacji, mogą wpłynąć na wszystkie elementy opłat dystrybucyjnych ponoszonych na etapie eksploatacji danego obiektu, tj.:

- instalacja systemów przeciwpożarowych, oświetlenia awaryjnego, monitoringu wizyjnego, wyposażenia serwerowni, itd. może prowadzić do ciągłego poboru energii w obrębie doby, także w godzinach poza czasem normalnego wykonywania pracy przez pracowników w danym obiekcie, dojdzie zatem do zmiany profilu zapotrzebowania i struktury poboru energii w strefach czasowych;
- wyposażenie obiektu w odbiorniki o wysokim poborze mocy, np. windy, może spowodować zmianę zabezpieczeń przedlicznikowych i automatyczne przejście z grupy taryfowej C1x do grupy C2x, gdzie opłaty za zamówienie mocy są kilkukrotnie wyższe;
- zmiana grupy taryfowej z C1x na C2x może oznaczać zgodnie z nową umową rozpoczęcie naliczania opłat za przekroczenia mocy umownej oraz opłat za pobór energii biernej, których OSD wcześniej nie egzekwował;
- zastosowanie oświetlenia LED i zasilaczy UPS może skutkować zwiększeniem poboru energii biernej pojemnościowej; z kolei wprowadzenie instalacji klimatyzacyjnych może wywołać pobór znacznych ilości energii indukcyjnej, prowadząc do przekroczenia umownego współczynnika mocy biernej $\text{tg}\varphi_0$.

Przeciętny odbiorca energii nie posiada odpowiedniej wiedzy i przygotowania, aby przewidzieć, a tym bardziej uchronić się przed powyższymi konsekwencjami zmian technologicznych.

Uwagi NIK do opinii ministra właściwego do spraw energii

Uwagi NIK dotyczące skutków wprowadzenia zmian technologicznych

Opinia biegłego w zakresie elektroenergetyki

W opinii biegłego w zakresie elektroenergetyki, najprostszym sposobem zaradzenia tej sytuacji, byłoby zaplanowanie konsekwencji zmian technologicznych na etapie projektowania remontu lub modernizacji obiektu. Inwestor powinien wymagać od uprawnionego projektanta branży elektrycznej, aby w dokumentacji projektowej zostały oszacowane możliwe konsekwencje zmiany struktury zapotrzebowania na energię elektryczną, wywołane zmianami w instalacji elektrycznej obiektu.

Przesłanki w tym zakresie wynikają z ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane¹²:

- art. 34 ust. 2 (zakres i treść projektu budowlanego powinny być dostosowane do specyfiki i charakteru obiektu oraz stopnia skomplikowania robót budowlanych);
- art. 35 ust.1 pkt 3 i 4 (kompletność projektu budowlanego, posiadanie przez projektanta odpowiednich uprawnień budowlanych);
- art. 14 ust. 1 pkt 4 lit. c w związku z art. 34 ust. 2 (opracowanie projektów w zakresie branży elektrycznej lub elektroenergetycznej, sporządzonych przez osoby posiadające uprawnienia budowlane do projektowania w tej specjalności).

Zdobyte, na etapie projektowania, informacje w zakresie wpływu zmian technologicznych na sposób użytkowania energii elektrycznej po przeprowadzeniu modernizacji lub remontu obiektu, powinny zostać wykorzystane przez odbiorcę do wyboru optymalnych rozwiązań dodatkowych, np. układów kompensacji mocy biernej, czy też renegotjacji umowy z OSD lub kompleksowej, w tym rozważenie korzystnej zmiany rodzaju taryfy. W przypadku wskazania przez projektanta na istotne zmiany w strukturze zapotrzebowania na energię elektryczną w obiekcie inwestora, wskazane może okazać się skorzystanie z usług zewnętrznego doradztwa w zakresie wyboru optymalnych rozwiązań, niwelujących dodatkowe konsekwencje przeprowadzonej modernizacji obiektu w kontekście rozliczeń za dystrybucję energii elektrycznej.

5.4.2. Opłata za ponadumowny pobór energii biernej

W rozporządzeniu taryfowym z 2019 r. przewidziano dwa rodzaje opłat za ponadumowny pobór energii biernej:

- 1) opłatę za pobór energii biernej indukcyjnej, uzależnioną od wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$,
- 2) opłatę za pobór energii biernej pojemnościowej, uzależnioną od ilości tej energii zarejestrowanej przez licznik.

Energia bierna pojemnościowa to energia, którą pobierają nowoczesne odbiorniki energii (np. oświetlenie LED, urządzenia wyposażone w zasilacze impulsowe, falowniki, długie linie kablowe zachowujące się jak kondensator). Opłata za pobór (zużycie) energii biernej pojemnościowej jest naliczana za każdą ilość tej energii, tj. bez określenia limitu zużycia zwolnionego od opłat. Według § 45 ust. 8 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., odbiorca ponosi opłatę za pobór energii pojemnościowej stanowiącą iloczyn trzech składników:

Nie wprowadzono
jednolitego systemu
naliczania opłat
za ponadumowny
pobór energii biernej

¹² Dz. U. z 2020 r. poz. 1333.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

- całej ilości energii biernej pojemnościowej, zarejestrowanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy;
- ustalonego przez OSD w taryfie wskaźnika krotności „k”;
- średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej przez Prezesa URE.

Energia bierna indukcyjna to energia, którą pobierają takie urządzenia jak silniki, czy transformatory. OSD nalicza opłaty po przekroczeniu umownej wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$. Z § 45 ust. 3 i 4 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. wynika, że opłacie podlega ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej, określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$. OSD przyjmują zazwyczaj wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ na poziomie 0,4, chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości, lecz nie mniejszej niż 0,2. Jeżeli nastąpi przekroczenie wyznaczonego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, to OSD nalicza opłatę stanowiącą iloczyn trzech składników, tj.:

- wartości tego przekroczenia, wyliczonej przez OSD na podstawie ilości energii biernej indukcyjnej (zarejestrowanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy) oraz ilości energii czynnej pobranej,
- ustalonego przez OSD w taryfie wskaźnika krotności „k”,
- średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej przez Prezesa URE.

Według informacji przedstawionych w opracowaniu dr. hab. inż. Sławomira Bieleckiego „Aspekty użytkowania i zarządzania mocą bierną w energetyce”¹³, w krajowym systemie rozliczeń użytkowania mocy biernej:

- opłata nie odzwierciedla wpływu obciążenia mocą bierną (składowej biernej prądu w sieci zasilającej) na koszty strat mocy w sieci oraz nakłady inwestycyjne infrastruktury sieciowej (np. konieczność przewymiarowania przekrojów linii, transformatorów lub instalacji układów kompensacji);
- w przypadku obciążenia indukcyjnego, opłata zależy dodatkowo od wielkości poboru energii czynnej;
- obowiązujący mechanizm daje możliwość prostego sterowania wysokością opłat za pomocą „k”, jednakże istotne ich podwyższenie wiąże się z poszerzeniem zakresu spełnienia warunku opłacalności zwiększenia obciążenia mocą czynną w celu ograniczenia łącznych opłat za energię czynną i bierną;
- obciążenie pojemnościowe ma silniejsze obostrzenia niż indukcyjne;
- próg tolerancji w postaci dopuszczalnego tangensa mocy ustala się jako równy 0,4, aczkolwiek zgodnie z rozporządzeniem wartość ta może zostać obniżona do 0,2 na podstawie indywidualnej ekspertyzy, przy czym nie są znane wytyczne, na których ekspertyza taka mogłaby być oparta – daje to swobodę narzucenia niekorzystnych warunków odbiorcom;
- opłatami za energię bierną mogą być objęci odbiorcy przyłączeni do sieci napięć co najmniej średnich, aczkolwiek może to też dotyczyć wszystkich odbiorców (również niskonapięciowych) – najistotniejsze okazują się więc negocjacje zapisów umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;

Wnioski z opracowania
specjalistycznego

¹³ Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej 2019 r. (str. 58-60).

- na tle innych systemów rozliczeniowych stosowanych w krajach europejskich, system polski wydaje się skomplikowany i mało przejrzysty, a przez to utrudniający prognozowanie wysokości opłat i poza ewidentnymi przypadkami ponadumownego poboru energii biernej, może utrudniać ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji w układy kompensacji.

**Opinia
ministra właściwego
do spraw energii**

Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu wyjaśnił, że opłaty z tytułu ponadumownego poboru energii biernej mają na celu pokrycie kosztów generowanych przez odbiorców związanych z tymi zjawiskami. Koszty związane z ponadumownym poborem energii biernej (indukcyjnej i pojemnościowej) trudno uznać za koszty wspólne (o których mowa w § 11 ust. 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r.). Nieuzasadnionym byłoby uwzględnienie tych kosztów w kalkulacji stawek opłaty wszystkich odbiorców. Ponadto OSD jest zobligowany do eliminowania subsydiowania skróśnego, czyli pokrywania przez jedną grupę odbiorców kosztów generowanych przez inne grupy odbiorców.

**Uwagi NIK do opinii
ministra właściwego
do spraw energii**

Powyższa opinia potwierdza stanowisko NIK w zakresie konieczności powiązania opłaty za ponadumowny pobór energii biernej z uzasadnionymi kosztami operatorów systemów dystrybucyjnych.

**Opinia
ministra właściwego
do spraw energii**

Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu wyjaśnił przyczyny niezamieszczenia opłat za ponadumowny pobór energii biernej w sekcji dotyczącej szczegółowych zasad kalkulacji cen i stawek opłat (tj. w rozdziale, w którym określono zasady kalkulacji pozostałych opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej). Wskazał, że oba rodzaje energii (indukcyjna i pojemnościowa) mają negatywny wpływ na sieci elektroenergetyczne i konieczne jest ograniczenie tego wpływu, m.in. poprzez wprowadzenie odpowiednich opłat. W przypadku energii biernej indukcyjnej dopuszczony jest umowny poziom poboru tej energii z sieci, pomimo że jej oddziaływanie jest negatywne dla sieci, np. powoduje wzrost strat energii czynnej. Przepływ energii biernej pojemnościowej powodowany przez odbiorców wywołuje ograniczenie przepustowości sieci, wzrost strat obciążeniowych oraz zjawisko podnoszenia napięć, które bardzo niekorzystnie wpływa na bezpieczeństwo urządzeń innych odbiorców zasilanych z tych samych obwodów. Regulowanie tych napięć często przekracza możliwości techniczne operatorów.

Sekretarz Stanu wskazał, że nadzór nad ilością energii biernej w sieci jest istotnym aspektem pracy operatorów i parametrów przesyłu energii elektrycznej. Brak nadzoru i możliwości egzekwowania skutków wprowadzonej energii biernej przez odbiorców może zdestabilizować pracę sieci oraz spowodować wzrost strat energii i brak kontroli nad poziomem napięcia. Przez brak nadzoru nad ilością i rodzajem energii biernej pogarszają się także parametry jakościowe energii elektrycznej związane z liczbą i długością przerw w jej dostarczaniu. Stąd rozliczanie energii biernej o charakterze indukcyjnym i pojemnościowym ma na celu mobilizację odbiorcy do stosowania tzw. kompensacji miejscowej (w miejscu poboru energii).

Sekretarz Stanu wyjaśnił powody ujęcia opłaty za ponadumowny pobór energii biernej (§ 46 rozporządzenia taryfowego z 2019 r.) w rozdziale dotyczącym szczegółowych zasad rozliczeń z odbiorcami, a nie w rozdziale 3

„Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat” poprzez opisanie zjawiska energii biernej i jej niekorzystnego oddziaływania na sieć, a także wskazanie sposobu ograniczenia opłat poprzez zastosowanie kompensacji energii biernej.

Opłata za pobór energii biernej pojemnościowej jest obliczana na podstawie wskazań układu pomiarowego (tak jak zużycie energii czynnej, od której nalicza się opłatę dystrybucyjną ze składnikiem zmiennym stawki sieciowej) oraz stanowi iloczyn ilości tej energii i ustalonej w taryfie krotności „k” ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne. Rozliczenie poboru energii indukcyjnej również odbywa się na podstawie wskazań układu pomiarowego, lecz dopiero nadwyżka ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\tan \varphi_0$ ma charakter „ponadumowny”. Od tej nadwyżki naliczana jest opłata w taki sam sposób jak dla energii biernej pojemnościowej.

Powszechne zjawisko obciążania odbiorców opłatą za energię bierną w grupach taryfowych B2 i C2, znaczna wartość przychodów pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych z tytułu poboru tej energii (około 298 mln zł w 2019 roku) oraz sposób naliczania tej opłaty (z zastosowaniem wskaźnika „k” ceny energii elektrycznej) wskazuje na potrzebę zachowania przejrzystości cen i stawek opłat oraz weryfikacji przepisów o opłacie za energię bierną. Opisanie zasad naliczenia tej opłaty poza rozdziałem dotyczącym cen i stawek opłat przyczyniło się do tego, że Prezes URE nie żądał od operatorów wyliczenia wartości wskaźnika „k”. Naruszyło to obowiązki określone w:

- art. 45 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, według którego przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, a taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający między innymi: pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie dystrybucji wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność; pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań; ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat;
- § 3 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., który stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie ustalonym w art. 45 ustawy, eliminowanie subsydiowania skrośnego¹⁴ (tj. wykluczenie pokrywania kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców).

W sprawie wprowadzenia zmian sposobu naliczania opłat za energię bierną pojemnościową przy uwzględnieniu marginesu tolerancji (tak jak w przypadku energii biernej indukcyjnej $\tan \varphi_0 = 0,4$), Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu poinformował, że w przypadku energii biernej

Uwagi NIK do opinii
ministra właściwego
do spraw energii

Opinia
ministra właściwego
do spraw energii

¹⁴ Artykuł 3 pkt 32 ustawy Prawo energetyczne.

indukcyjnej, pewna jej ilość jest potrzebna w sieci, a obecność w sieci energii biernej pojemnościowej wywiera negatywne skutki. Podkreślił również, że stosowane urządzenia elektryczne powodują znaczne przepływy energii biernej w sieciach niskich napięć i w ostatnich latach szczególnie widoczny jest wzrost energii biernej o charakterze pojemnościowym. Z tego powodu operatorzy zgłaszają potrzebę zmiany przepisów rozporządzenia taryfowego z 2019 r. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii prowadzi w tym zakresie dodatkowe analizy, których wyniki zostaną uwzględnione podczas dalszych prac nad rozporządzeniem.

Opłaty za pobór energii biernej są egzekwowane także od odbiorców zasilanych z sieci niskich napięć. Na podstawie zapisów § 45 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. w uzasadnionych przypadkach umożliwiono obciążenie opłatami odbiorców, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym. W przepisach prawnych nie określono jednak, na czym miałyby polegać te uzasadnione przypadki i czy przepis ten obejmuje również pobieranie opłat za energię bierną pojemnościową. Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu wyjaśnił, że uzasadnionymi przypadkami rozliczania energii biernej o charakterze indukcyjnym są odbiorcy posiadający w szczególności napędy indukcyjne (np. prasy, wirówki przemysłowe, windy). Potwierdził także, że na tej podstawie prawnej operatorzy są uprawnieni do pobierania opłat za ponadumowny pobór energii biernej pojemnościowej. Według Sekretarza Stanu, pojawiająca się rozbieżność interpretacji ww. przepisów jest rezultatem tego, że w przeszłości normalną była sytuacja poboru opłat za ponadumowny pobór energii biernej indukcyjnej, ze względu na charakter odbiorników. Od wielu lat następuje zmiana w zakresie konstrukcji urządzeń odbiorczych (zasilacze transformatorowe o indukcyjnym charakterze są zastępowane zasilaczami impulsowymi o pojemnościowym charakterze).

Uwagi NIK do opinii ministra właściwego do spraw energii

Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu potwierdził, że zmieniły się warunki techniczne działania urządzeń elektrycznych. Pomimo pojawienia się zjawiska energii biernej pojemnościowej nie zmieniono przepisów prawnych w tym zakresie.

Wnioski z opinii biegłego w zakresie elektroenergetyki dotyczące uzupełnienia przepisów

W odniesieniu do odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zapisy § 45 rozporządzenia taryfowego z 2019 r.:

- 1) uprawniają OSD do pobierania opłat za ponadumowny pobór energii biernej, od odbiorców użytkujących odbiorniki o charakterze indukcyjnym, lecz uprawnienie to zostało ograniczone do „uzasadnionych przypadków”;
- 2) nie uprawniają OSD do pobierania opłat za ponadumowny pobór energii biernej, od odbiorców użytkujących odbiorniki o charakterze pojemnościowym.

Analiza umów za dystrybucję energii elektrycznej wskazuje, że OSD rozliczają odbiorców zasilanych niskim napięciem, za pobór obu rodzajów energii biernej, nie podając przy tym „uzasadnienia przypadku”. W analizowanym zbiorze danych stwierdzono 621 przypadków naliczeń opłat za energię bierną pojemnościową przy jednoczesnym braku rejestracji użytkowania energii indukcyjnej u odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia.

Wskazuje to, że przywołany zapis rozporządzenia taryfowego z 2019 r. powinien być uzupełniony i doprecyzowany. Według biegłego, widać potrzebę wprowadzenia do rozdziału „Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami” rozporządzenia taryfowego z 2019 r., precyzyjniejszych przepisów dotyczących zasad naliczania opłaty za energię bierną.

Obowiązujący obecnie w Polsce mechanizm rozliczeń za energię bierną pojemnościową jest bardziej restrykcyjny niż za energię bierną indukcyjną, przy czym w przypadku tej ostatniej, krajowy mechanizm naliczania opłat (uzależniony od tangensa mocy wg formuły podanej w rozporządzeniu taryfowym) utrudnia przewidywanie kosztów dla odbiorcy i utrudnia efektywny dobór układów kompensujących.

Od 4 grudnia 2020 r., zgodnie z § 1 pkt 6 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹⁵, wprowadzono zmiany do § 45 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. i usunięto zapis o odbiornikach o charakterze indukcyjnym. Według aktualnego brzmienia ww. przypisu, rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Zmiana przepisów
rozporządzenia
taryfowego z 2019 r.

5.4.3. Opłata sieciowa stała i opłata za przekroczenie mocy umownej

Odbiorcy ponoszą wydatki za moc umowną w ramach dwóch opłat dystrybucyjnych, tj.:

- 1) opłaty z tytułu składnika stałego stawki sieciowej (zwanej także „stałą opłatą dystrybucyjną”);
- 2) opłaty za przekroczenie mocy umownej, która jest naliczana w przypadkach pobrania mocy czynnej o wartości wyższej niż zamówiona, a jej wysokość jest uzależniona od wartości składnika stałego stawki sieciowej.

Rodzaje opłat za moc umowną

Odbiorca ponosi miesięczną stałą opłatę dystrybucyjną, stanowiącą iloczyn jednostek mocy umownej (kW lub MW) i składnika stałego stawki sieciowej. OSD może też pobierać opłatę za przekroczenie mocy umownej, która jest najczęściej obliczana jako iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz sumy dziesięciu największych wielkości mocy pobranej ponad moc umowną.

Prezes URE zatwierdza taryfy OSD, w których ustalany jest składnik stały stawki sieciowej. Składnik ten jest kalkulowany na podstawie planowanych do poniesienia kosztów stałych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczone usługi dystrybucji.

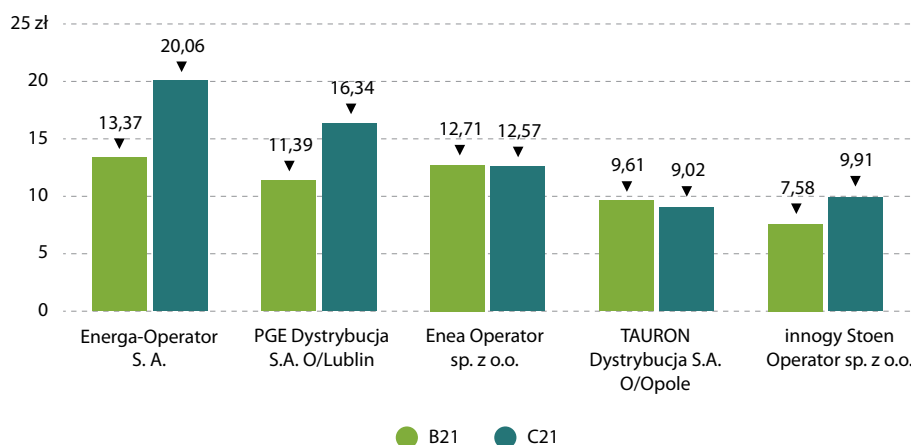
Wartość składnika stałego stawki sieciowej jest ustalana indywidualnie przez każdego OSD i występują znaczne różnice. W 2019 r. w grupie taryfowej B21 największa wartość składnika stałego wyniosła 13,37 zł/kW/miesiąc i stanowiła 176% najniższej stawki (7,58 zł/kW/miesiąc). W grupie C21 największa wartość składnika wyniosła 20,06 zł/kW/miesiąc i stanowiła 222% najniższej stawki (9,02 zł/kW/miesiąc).

¹⁵ Dz. U. poz. 2053.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 18

Opłaty sieciowe stałe w grupach taryfowych jednostrefowych – wartość netto składnika stałego stawki sieciowej pięciu największych OSD w 2019 r. (zł/kW/miesiąc)



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych podczas przeprowadzonych kontroli.

Skutki naliczania opłat za moc umowną

Aktualny system naliczania opłat za moc umowną (iloczyn mocy umownej i wysokości składnika stałego) w praktyce sprawia wiele trudności odbiorcom. Niekorzystne dla odbiorców jest także naliczanie sankcyjnych opłat za przekroczenie mocy umownej. Potwierdzają to wyniki kontroli NIK, w trakcie której stwierdzono przypadki nieprawidłowego przewidywania zapotrzebowania na moc umowną.

Opłata za moc umowną ma obecnie charakter bezzwrotnej przedpłaty za przewidywany przez odbiorcę pobór mocy (według opinii biegłego w zakresie elektroenergetyki). Jednostki sektora finansów publicznych, rozliczające się w grupach taryfowych B2 i C2 (tj. w grupach, w których naliczane są najwyższe opłaty dystrybucyjne), musiałyby w praktyce prowadzić ciągłe bieżące analizy dotychczasowego poboru mocy czynnej, aby przewidzieć przyszłe zapotrzebowania na tę moc, z uwzględnieniem planowych remontów, przestojów i innych zdarzeń, mogących prowadzić do wzrostu lub zmniejszenia zapotrzebowania na moc czynną. Brak odpowiedniej wiedzy na temat zasad rozliczania opłat za zamówienie mocy i obowiązujących zapisów taryf OSD może skutkować ponoszeniem zawyżonych opłat, i to zarówno w przypadku przeszacowania mocy umownej (zamówienia mocy o wartości, która nie zostaje wykorzystana), jak i niedoszacowania mocy umownej (zamówienia mocy o zaniżonej wartości w stosunku do faktycznego zapotrzebowania).

Nowoczesne układy pomiarowe rejestrują moc pobraną na bieżąco i OSD posiadają wiedzę o zapotrzebowaniu odbiorcy na moc czynną. Dodatkowo odbiorca posiada zadeklarowaną moc przyłączeniową, określoną w umowie o przyłączenie do sieci. Moc przyłączeniowa to maksymalna moc czynna planowana do pobierania, służąca do zaprojektowania przyłącza, określona jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości mocy czynnej w okresach 15-minutowych. Moc umowna nie może być wyższa od mocy przyłączeniowej. W aktualnej sytuacji, gdy istnieją możliwości techniczne precyzyjnego pomiaru mocy pobranej u odbiorców w grupach taryfowych B2 i C2,

a zabezpieczenia są dobierane do mocy przyłączeniowej (a nie do mocy umownej), warto rozważyć zmianę systemu naliczania opłat za dystrybucję energii elektrycznej. Obecnie funkcjonujący system obciąża odbiorców (w tym jednostki sektora finansów publicznych) opłatą z tytułu deklarowanej mocy oraz wymaga od nich precyzyjnej analizy i kompletnej wiedzy na temat funkcjonujących w jednostce urządzeń elektrycznych, co i tak nie gwarantuje w pełni prawidłowego przewidywania poboru mocy czynnej i do końca trafnego zamówienia tej mocy.

Powszechne zjawisko obciążania odbiorców opłatą za przekroczenie mocy umownej w grupach taryfowych B2 i C2, znaczna wartość przychodów pięciu największych OSD z tego tytułu (około 195 mln rocznie) oraz sposób naliczania tej opłaty, wskazują na potrzebę zachowania przejrzystości cen i stawek opłat oraz weryfikacji przepisów o opłacie za zamówienie mocy czynnej.

Według biegłego w zakresie elektroenergetyki, sposób ustalania stawek opłaty sieciowej stałej powinien uwzględniać dokonujący się postęp technologiczny w układach pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u odbiorców. Cyfrowe liczniki pozwalają na odejście od wykorzystywania zabezpieczeń przedlicznikowych w dodatkowej roli „strażnika mocy”. OSD ponosi koszty dostarczenia do odbiorcy mocy faktycznie pobieranej. Koszty te powinny zatem służyć do wyliczenia opłaty po stronie odbiorcy. Moc zamówiona przez odbiorcę (w dotychczasowym modelu opłat) nie stanowi granicy, powyżej której odbiorca powinien ponosić dodatkowe koszty, jeśli pobór mocy pozostaje w granicach mocy przyłączeniowej. W przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, celowym byłoby nakładanie na odbiorcę opłat o charakterze sankcyjnym, ponieważ taki stan pracy przyłącza należy uznać za niedopuszczalny. Docelowo system rozliczania odbiorców wyposażonych w bieżący pomiar poboru mocy czynnej mógłby ulec daleko idącemu uproszczeniu, poprzez naliczanie opłaty na podstawie rzeczywistego poboru mocy. Takie podejście wyzwalałoby działania pro-oszczędnościowe po stronie odbiorców, podobnie jak w przypadku opłat za energię czynną. Odzwierciedlałoby także koszty, uzasadnione dostawą mocy do danego PPE, przy jednoczesnej ochronie interesów odbiorców (art. 45 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne), w sposób znacznie prostszy i czytelniejszy niż obecnie.

W obiegu prawnym funkcjonują dwie odmienne definicje mocy umownej. Moc umowna to moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej. Zgodnie z § 2 pkt 6 lit. a) rozporządzenia taryfowego z 2019 r. – jako wartość nie mniejsza niż wyznaczona jako wartość maksymalna ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy. Zgodnie z § 2 pkt 10 lit. a) rozporządzenia w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – jako wartość maksymalna, wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.

Wnioski z opinii
biegłego w zakresie
elektroenergetyki

Definicje mocy umownej

Według biegłego w zakresie elektroenergetyki, u odbiorców wyposażonych w liczniki cyfrowe, pobór mocy czynnej przez odbiorcę (wyrażony w kW lub MW) można w typowych przypadkach rozumieć jako uśredniony 15-minutowy pobór energii czynnej (odpowiednio w kWh lub MWh), podzielony przez $\frac{1}{4}$ godziny. W taki sam sposób określa się moc przyłączeniową odbiorcy.

Oznacza to, że moc czynna to wartość maksymalna wyznaczona w okresie rozliczeniowym ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, lecz nie mniejsza od wartości wyznaczonej z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy.

Sumatory mocy

Niektóre jednostki sektora finansów publicznych posiadają w jednym obiekcie dwa przyłącza (określane jako „główne” i „rezerwowe”). W wielu obiektach dla obu przyłączy jest zamawiana taka sama wartość mocy umownej. W praktyce mogą wystąpić dwie sytuacje:

- cała moc jest pobierana poprzez przyłączy główne, przyłączy rezerwowe nie rejestruje poboru mocy, dopóki nie wystąpi awaria zasilania;
- oba przyłącza pobierają moc na porównywalnym poziomie (około 50% mocy umownej). W przypadku awarii zasilania, jedno z przyłączy przejmuje zasilanie całego obiektu.

Powyższe tryby pracy wykorzystywane przy zasilaniu dwustronnym, zapewniają ciągłość zasilania odbiorcy w przypadku awarii jednej z zasilających linii energetycznych lub jednego z przyłączy użytkownika. W każdym z tych przypadków odbiorca ponosi jednak dodatkowe wydatki z tytułu zamówienia mocy umownej dla dwóch przyłączy. Korzystnym rozwiązaniem byłoby podpisanie umowy z OSD na tzw. sumator mocy. Taką możliwość przewiduje taryfa przedsiębiorstwa Energa-Operator S.A.

W rozporządzeniu taryfowym z 2019 r. w § 46 ust. 5 w zdaniu drugim powołano się na sumator. Według ww. przepisu, niezależnymi miejscami dostarczania energii elektrycznej nie są miejsca, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej mocy lub w których, zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową, moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora. Nie podano jednak definicji sumującego układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Opinia ministra właściwego do spraw energii

Sekretarz Stanu Ministerstwa Klimatu wyjaśnił, że w aktach prawnych nie wprowadza się definicji dla sformułowań użytych tylko jednorazowo, a sumatory są rozwiązaniem, którego obecnie się nie stosuje, a pozostają one tylko ze względów historycznych, tj. do czasu przebudowy układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Uwagi NIK do opinii ministra właściwego do spraw energii

Sumator mocy to umowa zawarta pomiędzy OSD a odbiorcą o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, która przewiduje możliwość łącznego rozliczenia mocy umownej dla dwóch miejsc dostarczania energii (np. zasilanie podstawowe i rezerwowe). Umowa taka przynosi pozytywne skutki finansowe dla odbiorców (w tym jednostek sektora finansów publicznych) w postaci naliczania opłaty sieciowej stałej za moc umowną jak dla jednego przyłącza. W typowym przypadku odbiorcy płacą wówczas

o połowę niższą stałą opłatę dystrybucyjną. Zamieszczenie w rozporządzeniu taryfowym z 2019 r. przepisów o możliwości zawarcia takiej umowy nałożyłoby na OSD obowiązek zamieszczenia odpowiednich regulacji w tym zakresie w taryfach.

Prawidłowe prognozowanie obciążeń sieci OSD, powinno się opierać na sumie zidentyfikowanych mocy szczytowych (z uwzględnieniem współczynników jednoczesności) a nie na sumie mocy umownych. Jeśli motywem dla ograniczania poboru mocy przez odbiorców, jest zapewnienie niezawodności i stabilności działania systemu elektroenergetycznego, to nie powinno być ono oparte na opłatach sankcyjnych za przekroczenia mocy umownej, uzasadnianych w rozporządzeniu taryfowym kosztami działalności OSD, lecz na rozliczaniu rzeczywistego poboru mocy za pomocą odpowiednio ukształtowanej stawki. Ponadto, OSD powinien podać czytelne kryteria dla niższej mocy maksymalnej możliwej do dostarczenia odbiorcy w warunkach standardowych (w granicach mocy przyłączeniowej).

Preferencje odbiorców co do struktury i profilu okresowego zapotrzebowania na moc nie muszą się pokrywać z preferencjami OSD, naturalnie minimalizującego koszty działalności. W najbliższej przyszłości problem ten może ulec większemu skomplikowaniu z uwagi na rozproszoną stronę podażową, nowe typy odbiorów (np. prosumenci, stacje ładowania EV). Wymagać to będzie nowego systemu taryfikacji za usługi dystrybucji, stymulującego z jednej strony użytkowników do racjonalnego wykorzystywania zasobów i dostępnej infrastruktury sieciowej, z drugiej strony stymulującego operatorów do odpowiednich inwestycji w sieci. System ten powinien być możliwie prosty i przejrzysty, sprawiedliwie identyfikujący oraz pokrywający koszty stałe i zmienne OSD. Dodatkowo, należy mieć na uwadze szczególne grupy odbiorców (np. gospodarstwa zagrożone ubóstwem energetycznym, jednostki budżetowe, odbiory strategiczne, odbiory sezonowe).

Obecny system taryfikacji (kształt opłat sieciowych stałych i zmiennych) wynika z przewidywanej wrażliwości sieci na moce szczytowe odbiorców. System narzuca samokontrolę poboru mocy przez odbiorców na poziomie mocy umownej, skłania do „wypłaszczania” dobowego poboru energii czynnej (jeśli OSD stosuje zróżnicowane stawki opłat w strefach czasowych) oraz do samoograniczania poboru energii biernej. Zasady dotyczące rozliczeń za moc umowną, jak i wcześniej analizowane opłaty za użytkowanie energii biernej, mają jednak charakter nieuzasadnionych restrykcji, wobec braku dokładniejszych analiz dotyczących faktycznego i aktualnego wpływu tych wielkości na stan pracy i koszty sieci ze strony OSD.

W celu uproszczenia zasad rozliczeń, odbiorca (zwłaszcza nieprowadzący działalności strictly przemysłowej, w której proces technologiczny implikuje duże zmiany w zapotrzebowaniu na moc) mógłby zostać odciążony od obowiązku prognozowania własnego poziomu poboru mocy, skutkującego zarówno potencjalnie wyższymi opłatami w razie przeszacowania, jak i sankcjami za jego niedoszacowanie. Struktura opłat powinna być przejrzysta pod względem prawdziwych intencji dostawcy usługi

Podsumowanie
z opinii biegłego
w zakresie
elektroenergetyki

oraz sprzyjająca partnerskim relacjom i budowaniu zaufania pomiędzy stronami umowy. Współczesna technologia pomiaru umożliwia wdrożenie takiego modelu rozliczeń.

Technologia pomiaru odpowiednich wielkości (*smart metering*) nie stanowi już bariery. Obecnie w Polsce na coraz szerszą skalę stosowane są współczesne 4-kwadrantowe liczniki energii, które mogą rejestrować moc czynną i bierną w cyklu 15-minutowym oraz przysyłać zarejestrowane wielkości do systemów komputerowych OSD. Pozwala to na szczegółową analizę aktywności odbiorcy energii.

Patrząc zatem w dłuższej perspektywie, można zaplanować wdrożenie bardziej przejrzystego systemu opłat dystrybucyjnych, naliczanych na podstawie rzeczywistych mocy 15-minutowych: czynnych (oddzielnie pobranych i oddanych – w przypadku prosumentów) oraz biernych (oddzielnie pojemnościowych i indukcyjnych), zarejestrowanych w okresie rozliczeniowym. Stawki mogłyby być ewentualnie różnicowane w strefach czasowych i mieć charakter progresywny. Koszty stałe działalności OSD mogłyby być dodatkowo pokrywane z przychodów w ramach opłaty abonamentowej, rozszerzonej o uzasadnione koszty utrzymania sieci. System z jednej strony stymulowałby odbiorców energii do rozsądnego gospodarowania mocą, z drugiej strony – dystrybutorzy otrzymywaliby opłaty proporcjonalne do obciążenia ich sieci, co pozwalałoby na racjonalne planowanie wydatków w zakresie utrzymania i inwestycji.

6. ZAŁĄCZNIKI

6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe

Czy podmioty sektora finansów publicznych dokonują zakupu energii elektrycznej zgodnie z zasadą oszczędności?

Cel główny kontroli

1. Czy w jednostkach sektora finansów publicznych dokonywano rzetelnych analiz możliwości zmniejszenia kosztów energii elektrycznej?
2. Czy w jednostkach sektora finansów publicznych podjęto skuteczne działania w zakresie wprowadzenia oszczędności w kosztach energii elektrycznej?
3. Czy prowadzona przez URE działalność umożliwiała wprowadzenie oszczędności w kosztach energii elektrycznej?

Cele szczegółowe

Kontrolą P/19/083 objęto 21 podmiotów, w tym Urząd Regulacji Energetyki oraz 20 jednostek sektora finansów publicznych, realizujących wydatki na energię elektryczną na podstawie zawartych umów na zakup energii elektrycznej.

Zakres podmiotowy

Jednostki sektora finansów publicznych wybrano w sposób celowy na podstawie danych uzyskanych od OSD za maj 2019 r. Dotyczyły one zużycia energii czynnej, poboru energii biernej (indukcyjnej i pojemnościowej), mocy umownej i faktycznie pobranej, przekroczenia mocy umownej.

Wszystkie jednostki kontrolowano z uwzględnieniem kryteriów określonych w art. 5 ust. 1 ustawy o NIK tj. legalności, celowości, gospodarności i rzetelności.

Kryteria kontroli

Lata 2017–2019, z wykorzystaniem dowodów sporządzonych przed tym okresem lub po tym okresie, które miały związek z działaniami objętymi kontrolą.

Okres objęty kontrolą

Dla celów kontroli pozyskano dane od:

- ministra właściwego ds. energii (Ministra Klimatu) – informacja dotycząca zasad ustalania opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej w rozporządzeniu taryfowym z 2019 r.;
- pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych oraz dwóch sprzedawców energii – informacje dotyczące danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- trzech przedsiębiorców zajmujących się instalowaniem układów do kompensacji energii biernej – informacje dotyczące kosztów montażu układów, skuteczności kompensacji i stosowanych rozwiązań.

Działania na podstawie art. 29 ustawy o NIK

W kontroli nie wzięły udziału inne organy kontrolne na podstawie art. 12 ustawy o NIK.

Udział innych organów kontroli na podstawie art. 12 ustawy o NIK

Finansowe skutki stwierdzonych nieprawidłowości w ramach kontroli planowej P/19/083 wyniosły ogółem 16 252,4 tys. zł. Dodatkowo uwzględniono finansowe skutki nieprawidłowości stwierdzonych podczas kontroli doraźnej R/19/001/LLU na kwotę 807,0 tys. zł.

Finansowe rezultaty kontroli

Biegły w zakresie statystyki oszacował roczne wydatki na opłaty za ponadumowny pobór energii biernej oraz opłatę za przekroczenie mocy umownej dla jednostek sektora finansów publicznych w skali całego kraju. Z bazy jednostek sektora finansów publicznych biegły przygotował

Udział biegłych

operat do losowania, uwzględniający założone kryteria doboru. Z utworzonego operatu wylosowano 10% ogółu jednostek do próby (ponad 3000). Zastosowano mechanizm losowania warstwowego z równym prawdopodobieństwem wylosowania dla każdej jednostki. Dodatkowo dla warstw o niskiej liczebności, ich reprezentatywność wzmocniono doborem celowym dla danej warstwy. Próbkę wylosowano przy użyciu specjalizowanego oprogramowania z uwzględnieniem 15 grup jednostek. Od operatorów systemów dystrybucyjnych pobrano dane za 2019 r. dla wszystkich punktów poboru energii wylosowanych podmiotów, dotyczące m.in. grupy taryfowej, zużycia energii czynnej, poboru energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej, mocy umownej, mocy pobranej oraz naliczonych opłat (opłaty za ponadumowny pobór energii biernej, opłaty za przekroczenie mocy umownej). Powyższe dane zostały poddane wstępnej analizie i weryfikacji pod względem celowości ich wykorzystania. W trakcie weryfikacji usunięto rekordy z wartościami „zerowymi” oraz błędne dane. Ostatecznie do analiz wykorzystano 2847 rekordów danych, które dotyczyły 723 podmiotów.

Biegły w zakresie elektroenergetyki, na podstawie otrzymanych danych dla próby jednostek oraz informacji od podmiotów instalujących układy do kompensacji energii biernej, przeprowadził badanie w zakresie możliwości uzyskania oszczędności w opłatach za ponadumowny pobór energii biernej, po zainstalowaniu układów do kompensacji energii biernej.

Biegły w zakresie elektroenergetyki uczestniczył także w analizowaniu prawidłowości naliczania opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej (opłat za ponadumowny pobór energii biernej, opłaty sieciowych stałej i zmiennej, opłaty za przekroczenie mocy umownej).

Pozostałe informacje

Wszystkie kontrole jednostkowe w ramach kontroli P/19/083 zostały przeprowadzone w okresie od 3 grudnia 2019 r. do 28 maja 2020 r.

Kontrola została przeprowadzona z inicjatywy własnej NIK.

Spośród 21 skontrolowanych jednostek dwie oceniono pozytywnie, dwie negatywnie, a w przypadku pozostałych 17 sformułowano ocenę opisową. Trzy jednostki złożyły 10 zastrzeżeń, z których osiem zostało oddalonych, a dwa uwzględniono w części (zmiany dotyczyły opisu stanu faktycznego).

Stan realizacji wniosków pokontrolnych

Do kierowników 21 skontrolowanych jednostek skierowano 63 wnioski pokontrolne. Wszystkie jednostki, do których zostały skierowane wnioski pokontrolne, poinformowały o ich realizacji (36 wniosków zostało zrealizowanych, a 27 jest w trakcie realizacji).

W ramach kontroli P/19/083 skontrolowano:

Wykaz jednostek
kontrolowanych

Lp.	Jednostka NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*
1.	Delegatura NIK w Lublinie	Urząd Regulacji Energetyki w Warszawie	Rafał Gawin	w formie opisowej
2.		Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad Oddział w Lublinie	Mirosław Czech	w formie opisowej
3.		Sąd Okręgowy w Lublinie	Dariusz Bartoszcze	w formie opisowej
4.		Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie	Stanisław Michałowski	w formie opisowej
5.		Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie	Zygmunt Litwińczuk	negatywna
6.	Delegatura NIK w Gdańsku	Izba Administracji Skarbowej w Gdańsku	Leszek Synak	pozytywna
7.		Komenda Wojewódzka Policji w Gdańsku	Andrzej Łapiński	w formie opisowej
8.		Gdański Uniwersytet Medyczny	Marcin Gruchała	w formie opisowej
9.		Uniwersytet Gdański	Jerzy Gwizdała	w formie opisowej
10.	Delegatura NIK w Opolu	Wojewódzki Inspektorat Weterynarii w Opolu	Wacław Bortnik	w formie opisowej
11.		Izba Administracji Skarbowej w Opolu	Barbara Bętkowska-Cela	w formie opisowej
12.		Uniwersytet Opolski	Marek Masnyk	w formie opisowej
13.		Politechnika Opolska	Michał Lorenc	pozytywna
14.	Delegatura NIK w Poznaniu	Sąd Okręgowy w Poznaniu	Jarosław Kaczmarek	w formie opisowej
15.		Komenda Wojewódzka Policji w Poznaniu	Piotr Mąka	w formie opisowej
16.		Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu	Jan Pikul	w formie opisowej
17.		Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu	Andrzej Lesicki	w formie opisowej
18.	Delegatura NIK w Warszawie	Komenda Wojewódzka Policji z siedzibą w Radomiu	Michał Ledzion	w formie opisowej
19.		Prokuratura Okręgowa w Warszawie	Paweł Blachowski	w formie opisowej
20.		Politechnika Warszawska	Jan Szmidt	w formie opisowej
21.		Uniwersytet Warszawski	Marcin Pałys	negatywna

ZAŁĄCZNIKI

W ramach kontroli R/19/001 skontrolowano dwie jednostki sektora finansów publicznych:

Lp.	Jednostka NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*
1.	Delegatura NIK w Lublinie	Politechnika Lubelska	Piotr Kacejko	w formie opisowej
2.		Komenda Wojewódzka Policji w Lublinie	Robert Szewc	w formie opisowej

6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno- -ekonomicznych

Analiza stanu prawnego

Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 1 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne).

Ustawa
Prawo energetyczne

W art. 3 ustawy Prawo energetyczne wskazano oznaczenie pojęć użytych w ustawie, tj. podano definicje ustawowe. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- energia – energię przetworzoną w dowolnej postaci (pkt 1);
- dystrybucja – m.in. transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczania odbiorcom (pkt 5 lit. a);
- obrót – działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią (pkt 6);
- sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem (pkt 6b);
- sprzedaż rezerwowa – sprzedaż paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej gazowej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3, zwanej dalej „umową kompleksową” (pkt 6b);
- sieć dystrybucyjna – sieć gazową wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego (pkt 11b);
- przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi (pkt 12 lit. a);
- odbiorca – każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym (pkt 13);
- odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych zakupionych

- w celu ich zużycia na potrzeby przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (pkt 13a);
- taryfa – zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą (pkt 17);
 - koszty uzasadnione – koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych (pkt 21);
 - operator systemu dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi (pkt 25);
 - sprzedawca rezerwowy – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę końcowego, zapewniające temu odbiorcy końcowemu sprzedaż rezerwową (pkt 29a);
 - usługa kompleksowa – usługę świadczoną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych (pkt 30);
 - subsydiowanie skrośne – pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców (pkt 32);
 - kogeneracja – równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (pkt 33);
 - standardowy profil zużycia – zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych: a) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych, b) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej, c) zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (pkt 39).

Według art. 5 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej:

- 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego;
- 2) umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanych paliw gazowych lub energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania paliw gazowych lub energii do sieci i ich odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania (art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 ww. ustawy).

Zgodnie z art. 21 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne, zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej „Prezesem URE”), Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej. Prezes URE wykonuje zadania, o których mowa w ust. 1, przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE” (art. 21 ust. 4 ww. ustawy).

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 23 ust. 1 ww. ustawy). Na podstawie art. 23 ust. 2 ww. ustawy, do zakresu działania Prezesa URE należy w szczególności:

- udzielanie i cofanie koncesji (pkt 1);
- zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach (pkt 2);

- nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie (pkt 13);
- ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych (pkt 15);
- określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf (pkt 16);
- zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku: średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia – w poprzednim roku kalendarzowym (pkt 18 lit. b);
- podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów (pkt 21d);
- wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych (pkt 22).

Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw energii corocznie, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, sprawozdanie ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, stosownie do zakresu działania określonego w art. 23 ust. 2, oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności (art. 24 ust. 1 ww. ustawy).

Według art. 28 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne, Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Na podstawie art. 44 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią,

magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie;

2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1.

Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania, badania, ogłaszania i przechowywania rocznego sprawozdania finansowego na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2019 r. poz. 351, ze zm.) i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1415), zwanej dalej „ustawą o biegłych rewidentach”, oraz rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 27.05.2014, str. 77 oraz Dz. Urz. UE L 170 z 11.06.2014, str. 66) – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach (art. 44 ust. 1a ww. ustawy).

Według art. 44 ust. 2 ww. ustawy, w celu spełnienia wymogów mających zapewnić równoprawne traktowanie odbiorców oraz wyeliminowanie subsydiowania skrośnego pomiędzy działalnościami, o których mowa w ust. 1, w ramach ujawnień w informacji dodatkowej rocznego sprawozdania finansowego, o którym mowa w ust. 1a, należy przedstawić odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, przesyłania, dystrybucji lub magazynowania paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także wskazać zasady alokacji aktywów i pasywów oraz kosztów i przychodów do każdej z tych działalności. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, podlega badaniu przez firmę audytorską zgodnie z wymogami przeprowadzania badań określonymi w art. 66-68 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustawie o biegłych rewidentach oraz rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach. W sprawozdaniu z badania sprawozdania, o którym mowa w ust. 2, biegły rewident powinien dodatkowo stwierdzić, czy zamieszczone w informacji dodatkowej odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat sporządzone odrębnie dla każdej wykonywanej działalności gospodarczej spełniają wymogi, o których mowa w ust. 2, w zakresie zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców oraz eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy tymi działalnościami (art. 44 ust. 3 ww. ustawy).

Według art. 44 ust. 4 ww. ustawy, sprawozdanie finansowe sporządzane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej powinno zawierać

informację o przychodach z tytułu wykonywania prawa własności do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej. Przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości, o których mowa w art. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, są obowiązane do zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym informacji o tych zmianach wraz z uzasadnieniem; zmiany te muszą gwarantować porównywalność informacji zawartych w sprawozdaniach finansowych sporządzonych przed wprowadzeniem tych zmian oraz po ich wprowadzeniu (art. 44 ust. 5 ww. ustawy).

Według art. 45 ust. 1 ww. ustawy, przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1; taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią oraz magazynowania, skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- 1a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;
- 2) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań;
- 2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią instalacji magazynowania energii, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;
- 3) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993–1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdzi Prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1 (art. 45 ust. 1a ww. ustawy).

Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej (art. 45 ust. 4 ww. ustawy).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii kalkulują stawki opłat za usługi dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE (art. 45 ust. 5 ww. ustawy).

Według art. 47 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44–46 (art. 47 ust. 2 ww. ustawy).

Na podstawie art. 47 ust. 2e ww. ustawy, Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2, w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania, z uwzględnieniem ust. 5 (art. 47 ust. 4 ww. ustawy).

Ustawa Prawo energetyczne (art. 46 ust. 3) upoważniła ministra właściwego do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowych zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę m.in.: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego, przejrzystość cen i stawek opłat. Według art. 46 ust. 4 ww. ustawy, rozporządzenie powinno określać m.in.: kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe, podział podmiotów przyłączanych na grupy przyłączeniowe, rodzaje cen i stawek opłat dla każdej koncesjonowanej działalności gospodarczej oraz sposób ich kalkulowania, sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy.

Aktualnie obowiązuje rozporządzenie taryfowe z 2019 r. Poprzednio obowiązywały rozporządzenia: Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹⁶, Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹⁷.

Rozporządzenie
taryfowe z 2019 r.

¹⁶ Dz. U. poz. 2500, ze zm. – rozporządzenie uchylone z dniem 16 marca 2019 r.

¹⁷ Dz. U. z 2013 r. poz. 1200 – rozporządzenie uchylone z dniem 30 grudnia 2017 r.

Rozporządzenie taryfowe z 2019 r. (§ 1) określa szczegółowe zasady: 1) kształtowania taryf dla energii elektrycznej; 2) kalkulacji cen i stawek opłat; 3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

W rozdziale 2 „Szczegółowe zasady kształtowania taryf” wskazano, że Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy Prawo energetyczne, eliminowanie subsydiowania skrośnego (§ 3 pkt 1 i 2). Według § 4 ust. 1, taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określa:

- 1) grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen lub stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych, a także warunki ich stosowania;
- 3) sposób ustalania:
 - a) bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - b) opłat za: przyłączenie do sieci, usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy, nielegalny pobór energii elektrycznej, ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej, wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 1, 2 i 4 ustawy.

Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną (§ 4 ust. 2). Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej (§ 4 ust. 3).

Według § 5 ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci lub sposób ustalania tych opłat;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych”;
- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej,
 - b) przekroczenia mocy umownej,
 - c) usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - d) nielegalny pobór energii elektrycznej.

Zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców, na podstawie następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej,
- 2) wartości mocy umownej,
- 3) systemu rozliczeń,
- 4) liczby rozliczeniowych stref czasowych,
- 5) zużycia energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych.

Ceny lub stawki opłat, o których mowa w § 5, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe (§ 6 ust. 2 ww. rozporządzenia).

Według § 7 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., odbiorca, który ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe, dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 6 ust. 1, może być dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wybiera jedną spośród tych grup. Odbiorca, o którym mowa w ust. 2, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy, a w przypadku zmiany stawek opłat – w okresie 60 dni od dnia wejścia w życie nowej taryfy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa (§ 7 ust. 3 ww. rozporządzenia).

W rozdziale 3 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. określono szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych (§ 8 ww. rozporządzenia). Według § 10 ust. 1 ww. rozporządzenia, koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen lub stawek opłat (o których mowa w § 9), ustala się:

- 1) zgodnie z art. 44 i art. 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości;
- 2) na podstawie planowanych, dla każdego roku okresu regulacji, ilości energii elektrycznej przewidywanych do sprzedaży, wytworzenia, przesłania lub dystrybucji, a także wielkości mocy umownej.

Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych dzieli się na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej i na poszczególne grupy taryfowe, a także w odniesieniu do poszczególnych rodzajów cen i stawek opłat, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów. Przyjęta metoda podziału kosztów powinna zapewnić podział kosztów odpowiadających zaangażowaniu zasobów przedsiębiorstwa w zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców z poszczególnych grup taryfowych. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji (§ 11 ust. 1 i 2 ww. rozporządzenia).

Na podstawie § 14 ust. 3 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z: 1) dystrybucji energii elektrycznej; 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego; 3) odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania energii elektrycznej od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego (§ 14 ust. 4). Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 3, zwane dalej „stawkami abonamentowymi”, kalkuluje się jako jednoskładnikowe (§ 14 ust. 5). Stawki abonamentowe są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego (§ 14 ust. 6). Według § 14 ust. 7 ww. rozporządzenia, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 3 pkt 1, zwane dalej „stawkami sieciowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej – obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – obliczany w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 2) zmienny stawki sieciowej – obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczania.

Według § 15 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 14 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie znamionowych: 1) wysokich – obejmujących napięcie znamionowe 110 kV; 2) średnich – obejmujących napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV; 3) niskich – obejmujących napięcie znamionowe nie wyższe niż 1 kV. Stawki sieciowe kalkuluje się dla danej grupy taryfowej na podstawie kosztów uzasadnionych, z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału, zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej § 15 ust. 3 ww. rozporządzenia).

Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów stałych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy (§ 16 ust. 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r.). Według § 16 ust. 2 ww. rozporządzenia, składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięcie znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięcie znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięcie znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych;

- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy.

Na podstawie § 16 ust. 5 ww. rozporządzenia, moc umowna jest zamawiana dla miejsc dostarczania przez odbiorców, w tym przez operatorów systemów dystrybucyjnych, korzystających z usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub z usługi kompleksowej w przedsiębiorstwach energetycznych świadczących te usługi, z zastrzeżeniem ust. 7 i 8.

Jeżeli umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, moc umowna może być zamawiana łącznie dla dwóch lub więcej miejsc dostarczania (§ 16 ust. 6 ww. rozporządzenia).

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej; 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego; 5) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu; 6) nadzór nad wykonawcami niezależnymi od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującymi prace w pobliżu lub na urządzeniach elektroenergetycznych będących własnością danego przedsiębiorstwa energetycznego; 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonawców, o których mowa w pkt 6, oraz likwidację miejsca pracy wraz z ponownym załączeniem urządzeń do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego; 8) założenie plomb na urządzeniach podlegających opłombowaniu, w szczególności po naprawie, remoncie i konserwacji instalacji; 9) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzania dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci. Zawarte w taryfie opłaty za usługi kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji tych usług (§ 19 ust. 1 i 2 rozporządzenia taryfowego z 2019 r.). Według § 22 ust. 1 ww. rozporządzenia, przychód pokrywający koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, ustalany dla każdego roku okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane z: 1) cen i stawek opłat; 2) opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej; 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy; 4) wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 ustawy; 5) przekazywania danych pomiarowych innym przedsiębiorstwom energetycznym, w szczególności na potrzeby rozliczeń na rynku bilansującym oraz realizacji procedury zmiany sprzedawcy.

W rozdziale 4 rozporządzenia taryfowego z 2019 r. określono szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

Przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę (§ 45 ust. 1 ww. rozporządzenia) rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:

- 1) współczynnikowi mocy $\text{tg}\varphi$ wyższemu od umownego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ lub
- 2) indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej, lub
- 3) pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

Według § 45 ust. 2 ww. rozporządzenia (w brzmieniu obowiązującym od 4 grudnia 2020 r.), rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. Zgodnie z § 45 ust. 3 ww. rozporządzenia, opłacie podlega w okresie rozliczeniowym:

- 1) ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ -gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$;
- 2) ponadumowne wprowadzanie energii biernej określone jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi=0$ – zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru i wprowadzania tej energii, lub całodobowo w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ określa się w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej. Wartość współczynnika mocy przyjmuje się w wysokości $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$, chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ nie może być niższa od wartości 0,2. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej, do rozliczeń przyjmuje się wartość $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$ (§ 45 ust. 4 ww. rozporządzenia). Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ określa się jako iloraz energii biernej pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana kontrola poboru energii biernej [w Mvarh lub kvarh] i energii czynnej pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana ta kontrola [w MWh lub kWh], z zastrzeżeniem ust. 7 (§ 45 ust. 5 ww. rozporządzenia). Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ w okresie rozliczeniowym, o której mowa w ust. 1 pkt 1, całodobowo lub dla stref czasowych, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii, oblicza się według wzoru określonego w § 45 ust. 6 ww. rozporządzenia. W uzasadnionych przypadkach, przy występowaniu szybkozmiennych obciążeń mocą bierną, rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ jest przeprowadzane na podstawie bezpośredniego pomiaru

nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym jest naliczana zgodnie z ust. 6, z uwzględnieniem współczynnika $\text{tg}\varphi$ ustalonego według wzoru określonego w § 45 ust. 7 ww. rozporządzenia.

Według § 45 ust. 8 ww. rozporządzenia, odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, i ustalonej w taryfie krotności „k” ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy. W przypadku gdy konfiguracja sieci oraz miejsce zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozplądów mocy oraz energii biernej pobieranej lub oddawanej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, wielkość energii biernej podlegającą rozliczeniu ustala się na podstawie odpowiednich pomiarów właściwych dla miejsca dostarczania, przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę, w sposób przez nie uzgodniony, o ile umowa nie stanowi inaczej (§ 45 ust. 10 ww. rozporządzenia).

Na podstawie § 46 ust. 1 rozporządzenia taryfowego z 2019 r., przedsiębiorstwo energetyczne monitoruje pobór mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę, zwanej dalej „mocą pobraną”, i mocy czynnej oddawanej do sieci przez podmiot przyłączony oraz wyznacza wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną określoną w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowie kompleksowej. Nadwyżki mocy czynnej wyznacza się dla każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub dla każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach godzinowych, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym, lub jako maksymalną wielkość tej nadwyżki mocy wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym i godzinowym (§ 46 ust. 2 ww. rozporządzenia). Zgodnie z § 46 ust. 3 ww. rozporządzenia, za przekroczenie mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w ust. 1, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- 1) sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną albo
- 2) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną, zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1.

Opłata, o której mowa w ust. 3, jest ustalana i pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpiło przekroczenie, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, gdy opłata jest ustalana i pobierana w okresie rozliczeniowym. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy. Niezależnymi miejscami dostarczania energii elektrycznej nie są miejsca, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej

mocy lub w których, zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową, moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora (§ 46 ust. 5 i 6 ww. rozporządzenia).

Według § 47 ust. 1 ww. rozporządzenia, w przypadku gdy jest zamawiana różna wielkość mocy umownej na poszczególne miesiące roku albo gdy moc umowna jest zmieniana w trakcie obowiązywania taryfy, szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń określa umowa.

Rozporządzenie w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

W § 3 ust. 1 rozporządzenia w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego określono kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy przyłączeniowymi, według następujących kryteriów:

- 1) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- 5) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- 6) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

Według § 3 ust. 2 ww. rozporządzenia, napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określa się w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

Grupy przyłączeniowe odpowiadają grupom taryfowym ustalonym przez OSD, w tym:

- grupa III to odbiorcy w grupach taryfowych Bx,
- grupa IV to odbiorcy w grupach taryfowych C2x,
- grupa V to odbiorcy w grupach taryfowych C1x.

Ustawa o finansach publicznych

Na podstawie art. 9 ustawy o finansach publicznych, sektor finansów publicznych tworzą: 1) organy władzy publicznej, w tym organy administracji rządowej, organy kontroli państwowej i ochrony prawa oraz sądy i trybunały; 2) jednostki samorządu terytorialnego oraz ich związki; 2a) związki metropolitalne; 3) jednostki budżetowe; 4) samorządowe zakłady budżetowe; 5) agencje wykonawcze; 6) instytucje gospodarki budżetowej; 7) państwowe fundusze celowe; 8) Zakład Ubezpieczeń Społecznych i zarządzane przez niego fundusze oraz Kasa

Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego i fundusze zarządzane przez Prezesa Kasy Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego; 9) Narodowy Fundusz Zdrowia; 10) samodzielne publiczne zakłady opieki zdrowotnej; 11) uczelnie publiczne; 12) Polska Akademia Nauk i tworzone przez nią jednostki organizacyjne; 13) państwowe i samorządowe instytucje kultury; 14) inne państwowe lub samorządowe osoby prawne utworzone na podstawie odrębnych ustaw w celu wykonywania zadań publicznych, z wyłączeniem przedsiębiorstw, instytutów badawczych, instytutów działających w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz, banków oraz spółek prawa handlowego.

Według art. 44 ust. 1 ustawy o finansach publicznych, wydatki publiczne mogą być ponoszone na cele i w wysokościach ustalonych w: 1) ustawie budżetowej; 2) uchwale budżetowej jednostki samorządu terytorialnego; 3) planie finansowym jednostki sektora finansów publicznych. Jednostki sektora finansów publicznych dokonują wydatków zgodnie z przepisami dotyczącymi poszczególnych rodzajów wydatków (art. 44 ust. 2 ww. ustawy). Na podstawie art. 44 ust. 3 ww. ustawy, wydatki publiczne powinny być dokonywane:

- 1) w sposób celowy i oszczędny, z zachowaniem zasad:
 - a) uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów;
 - b) optymalnego doboru metod i środków służących osiągnięciu założonych celów;
- 2) w sposób umożliwiający terminową realizację zadań;
- 3) w wysokości i terminach wynikających z wcześniej zaciągniętych zobowiązań.

Według art. 44 ust. 4 ustawy o finansach publicznych, jednostki sektora finansów publicznych zawierają umowy, których przedmiotem są usługi, dostawy lub roboty budowlane, na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej.

Artykuł 68 ww. ustawy stanowi, że kontrolę zarządczą w jednostkach sektora finansów publicznych stanowi ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy, a celem kontroli zarządczej jest zapewnienie w szczególności: zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi, skuteczności i efektywności działania, wiarygodności sprawozdań, ochrony zasobów, przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania, efektywności i skuteczności przepływu informacji, zarządzania ryzykiem. Zapewnienie funkcjonowania adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej należy do obowiązków kierownika jednostki (art. 69 ust. 1 pkt 3 ww. ustawy).

Według art. 4j ustawy Prawo energetyczne, odbiorcy paliw gazowych lub energii mają prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie dostawcy.

Ustawa Pzp

Na podstawie art. 3 ust. 1 pkt 1 ustawy Pzp, ustawę stosuje się do udzielania zamówień publicznych przez jednostki sektora finansów publicznych w rozumieniu przepisów o finansach publicznych. Ustawy nie stosuje się do zamówień i konkursów, których wartość nie przekracza wyrażonej w złotych równowartości kwoty 30 000 euro (art. 4 pkt 8 ww. ustawy).

Przetarg nieograniczony to tryb udzielenia zamówienia, w którym w odpowiedzi na publiczne ogłoszenie o zamówieniu oferty mogą składać wszyscy zainteresowani wykonawcy (art. 39 ustawy Pzp).

Według art. 67 ust. 1 pkt 1 lit. a oraz pkt 4 ustawy Pzp, zamawiający może udzielić zamówienia z wolnej ręki, jeżeli zachodzi co najmniej jedna z następujących okoliczności:

- dostawy, usługi lub roboty budowlane mogą być świadczone tylko przez jednego wykonawcę z przyczyn technicznych o obiektywnym charakterze, jeżeli nie istnieje rozsądne rozwiązanie alternatywne lub rozwiązanie zastępcze, a brak konkurencji nie jest wynikiem celowego zawężenia parametrów zamówienia;
- w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu nieograniczonego albo przetargu ograniczonego nie wpłynął żaden wniosek o dopuszczenie do udziału w postępowaniu, i nie zostały złożone żadne oferty lub wszystkie oferty zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 2 ze względu na ich niezgodność z opisem przedmiotu zamówienia lub wszyscy wykonawcy zostali wykluczeni z postępowania, a pierwotne warunki zamówienia nie zostały w istotny sposób zmienione.

Zgodnie z art. 143 ust. 1a ustawy Pzp, na czas nieoznaczony może być również zawierana umowa, której przedmiotem są usługi przesyłowe lub dystrybucyjne energii elektrycznej lub gazu ziemnego.

Analiza uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych

Uczestnicy rynku energii elektrycznej

Na rynku energii elektrycznej działa kilka grup uczestników:

- 1) wytwórcy energii czynnej, tj. elektrownie, elektrociepłownie, elektrownie wodne, wiatrowe, słoneczne, opalane biomasą, biogazem;
- 2) operator sieci przesyłowej (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.);
- 3) operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy zarządzają sieciami 110kV i niższych napięć oraz świadczą usługi dystrybucji energii elektrycznej;
- 4) spółki obrotu (podmioty handlujące energią czynną), które zakupują energię od wytwórców, a następnie sprzedają klientom końcowym. W tym zakresie istnieje rynek, na którym odbiorca ma możliwość wyboru.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych

Najwięksi operatorzy systemu dystrybucyjnego to: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator sp. z o.o., Energa-Operator S.A. oraz innogy Stoen Operator sp. z o.o., PKP Energetyka S.A.

OSD działają w warunkach monopolu naturalnego (na rynku niekonkurencyjnym). Oznacza to brak możliwości wyboru przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się świadczeniem usług dystrybucji. Ceny usług OSD są regulowane, a taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE.

Zmiany uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych

Na rynku energii elektrycznej pojawiają się dynamicznie nowe zjawiska. Występuje penetracja sieci przez jednostki wytwórcze o mniejszej mocy, tj. do 50 MW, przyłączone do sieci dystrybucyjnych lub instalacji odbiorcy (tzw. generacja rozproszona). Pojawia się elektromobilność (EV, stacje szybkiego ładowania), a także możliwość działania tzw. elektrowni

wirtualnych, które w sposób „wirtualny” mają agregować mniejszych wytwórców i kojarzyć ich z odbiorcami (VPP, nie występuje tu fizyczne połączenie wytwórców i odbiorców energii – jest to zadanie dla istniejącej sieci elektroenergetycznej). Rozwijana jest koncepcja programów DSM/DSR (Demand Side Management/Demand Side Response), wykorzystanie zasobów po stronie popytu na energię elektryczną przez jej końcowych odbiorców, w tym działania kształtujące krzywą obciążeń poprzez sterowanie obciążeniem w ramach „inteligentnych sieci energetycznych”. W obliczu powyższych zjawisk rynkowych, problem pokrycia kosztów utrzymania sieci dystrybucyjnych, pozwalających na dostarczanie odbiorcom końcowym wysokich wartości mocy, w najbliższej przyszłości może się pogłębiać.

6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, ze zm.).
2. Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 869, ze zm.).
3. Ustawa z dnia z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1843, ze zm.).
4. Ustawa z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2020 r. poz. 1200).
5. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503, ze zm.).
6. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 2500, ze zm.) – uchylone z dniem 16 marca 2019 r.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2013 r. poz. 1200) – uchylone z dniem 30 grudnia 2017 r.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93 poz. 623, ze zm.).

6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Sejmowa Komisja do Spraw Kontroli Państwowej
6. Sejmowa Komisja do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych
8. Sejmowa Komisja Finansów Publicznych
9. Senacka Komisja Budżetu i Finansów Publicznych
10. Senacka Komisja Samorządu Terytorialnego i Administracji Państwowej
11. Minister Klimatu i Środowiska
12. Minister Finansów
13. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
14. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
15. Rzecznik Praw Obywatelskich
16. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
17. Prezesi Regionalnych Izb Obrachunkowych
18. Wojewodowie
19. Marszałkowie Województw
20. Wójtowie Gmin
21. Starostowie Powiatów

6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli



Minister Klimatu i Środowiska

DEL-WRH.081.1.2021.SK
1452691.4686273.3707908

Warszawa, dnia 26-01-2021 r.


 PREZES
 Najwyższej Izby Kontroli
 Marian Banaś

 Pan
 Marian Banaś
 Prezes Najwyższej
 Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezesie,

W Informacji o wynikach kontroli „Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych”¹, Najwyższa Izba Kontroli (dalej: NIK) wniosła o zmianę rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną poprzez **wprowadzenie do rozdziału „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat” przepisów dotyczących naliczenia opłaty za energię bierną oraz zapisów o możliwości powszechnego korzystania z sumatorów mocy w stosunku do odbiorców zasilanych wielostronnie.**

Dodatkowo NIK wniosła o rozważenie wprowadzenia zmian w systemie rozliczania opłat za dystrybucję energii elektrycznej w zakresie ujednolicenie zasad kształtowania opłaty sieciowej zmiennej w zależności od stref czasowych oraz uproszczenie rozliczania odbiorców za moc czynną.

Niniejszym przedstawiam stanowisko odnośnie sformułowanych przez NIK wniosków.

Mając na względzie postulowane przez Najwyższą Izbę Kontroli zmiany w systemie taryfowym Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (dalej: OSD), przede wszystkim należy mieć na uwadze, że podmioty te prowadzą działalność o wyjątkowym znaczeniu dla gospodarki i całego społeczeństwa. Należy tym samym uwzględnić, że taryfy OSD, a co za tym idzie stawki opłat, powinny więc zapewnić pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z kapitału, przy założeniu braku subsydiowania skrótnego pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców. System obecny, gdzie większość przychodów jest generowana z opłat zmiennych (jedynie ok. 40 % to opłaty stałe), rodzi dla OSD określone ryzyka. Są one tym większe, że ustawa Prawo energetyczne nakłada szereg dodatkowych, istotnych obowiązków na OSD. Wszelkie zmiany struktury opłat wynikających z taryf muszą być zatem

¹ oznaczonej sygn. LL 430.003.2019 (nr ewid 182/2020/P/19/083/LLU

wnikliwie przeanalizowane, tak aby negatywne skutki nie zostały przeniesione na największą grupę czyli odbiorców w gospodarstwach domowych (najmniejszych i często najmniej zamożnych).

Odnosząc się do poszczególnych, wskazanych w Informacji postulatów:

Oдноśnie wniosków dotyczących zmian ww. rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. należy wyjaśnić, że przedmiotowe rozporządzenie określa w § 45 ust. 1 definicję „ponadumownego poboru energii biernej”, podlegającego dodatkowej opłacie. Jednocześnie w § 45 ust. 1 pkt 3 wskazano, że takim ponadumownym poborem jest, ilość energii elektrycznej biernej pojemnościowej tj. odpowiadającej pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie), zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru. Pozostałe przypadki określone w § 45 ust. 1, dotyczą poboru energii biernej o charakterze indukcyjnym. Zgodnie z zapisami § 45 ust. 2, w kształcie obowiązującym przed nowelizacją z dnia 13 listopada 2020 r. rozliczeniami za pobór energii biernej byli objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Rozliczeniami tymi mogli być objęci w uzasadnionych przypadkach także odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej. Takie brzmienie przepisów stawało się coraz częściej przyczyną sporów pomiędzy odbiorcami energii elektrycznej a przedsiębiorstwami energetycznymi. Odbiorcy pobierający energię z sieci niskiego napięcia kwestionowali uprawnienie przedsiębiorstw energetycznych do poboru opłat z tytułu ponadumownego poboru energii biernej pojemnościowej. Tymczasem, pobór opłat z tytułu ponadumownego poboru energii biernej powinien mieć miejsce zarówno w przypadku pojemnościowego, jak i indukcyjnego charakteru poboru energii biernej przez odbiorcę. Wprowadzona nowelizacja wprost potwierdziła uprawnienie OSD do naliczania opłat z tego tytułu także w stosunku do tej kategorii odbiorców. W zakresie braku żądania przez Prezesa URE wyliczenia wartości wskaźnika „k”, z samego faktu zatwierdzenia taryf OSD przez Prezesa URE wywieść należy, że przedstawione przez OSD dane były w ocenie Prezesa URE wystarczające do wydania decyzji o zatwierdzeniu taryfy.

Podsumowując, z analizy wyników kontroli wynika, że część podmiotów w sposób modelowy zoptymalizowała koszty energii elektrycznej. Kluczowa jest zatem edukacja i wiedza na temat stosowanych taryf. Tym samym uznać należy, że zmiany powinny mieć na celu wsparcie czy nawet wymuszanie działań edukacyjnych, np. w postaci szkoleń dla podmiotów sektora finansów publicznych bądź przeprowadzenia kampanii informacyjnej. Jak się wydaje byłoby to prostsze i bardziej skuteczne, niż postulowane przemodelowanie systemu taryfowego OSD, które niesłoby nie tylko znaczne ryzyko dla samych OSD (co w dalszej kolejności mogłoby negatywnie wpłynąć na ich zdolności w utrzymaniu właściwej sprawności sieci elektroenergetycznej) a także ryzyko dla poszczególnych grup odbiorców w tym przede wszystkim odbiorców w gospodarstwach domowych.

Odnosnie wniosku dotyczącego wprowadzenia rozwiązań zachęcających do korzystania z sumatorów mocy w stosunku do odbiorców zasilanych wielostronnie, informuję że dotychczasowe analizy skłaniają raczej do odstąpienia od stosowania sumatorów (koncentratorów mocy i energii elektrycznej). Warto zauważyć, że każde przyłącze w większości przypadków stanowi niezależny byt (produkt). Wykorzystywanie jednego z nich celem zaspokojenia potrzeb wynikających z pozostałych przyłączy z natury jest niewykonalne.

Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do równoprawnego traktowania odbiorców energii, w tym do rozliczenia przepływów energii w miejscach jej poboru, bez uprzywilejowywania określonych grup odbiorców.

Ponadto daleko niegospodarną z punktu widzenia Skarbu Państwa, a dodatkowo nieetyczną, byłaby sytuacja polegająca na zobowiązaniu OSD do ponoszenia dodatkowych kosztów, tj. utrzymanie kolejnych zasilających przy przychodach, jakie wynikałyby z jednego zasilania.

Sumatory są już rozwiązaniem dość archaicznym, którego stosowanie można podtrzymać jedynie jako sumowanie wolumenów pobranej energii, co jest realizowane w oparciu o sumowanie wirtualne (a nie fizyczne). Odbiorcy zamawiając moc umowną dla każdego z przyłączy powinni być weryfikowani i rozliczani za moc na każdym z nich. Rozwiązanie z zastosowaniem sumatorem powoduje brak odpowiedzialności odbiorców za zarządzanie poborem energii w swoich obiektach.

Odnosnie wniosku dotyczącego ujednolicenia zasad kształtowania opłaty sieciowej zmiennej w zależności od stref czasowych, informuję że przepisy rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną z dnia 6 marca 2019 r. (Dz. U. 2019 r., poz. 503 z późn. zm.), dalej: rozporządzenie taryfowe, w § 6 ust. 2 dają możliwość zróżnicowania stawek i opłat dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe. Zmiany tego przepisu nie wydają się celowe. Z jednej bowiem strony istnienie stref czasowych i różnych wysokości stawek w ramach tych stref ma na celu spłaszczenie krzywej poboru energii elektrycznej poprzez stymulowanie odbiorców do poboru energii poza szczytem, a także pozyskiwanie z tego tytułu oszczędności. Z drugiej natomiast, ukształtowanie stawek przez poszczególne OSD w ramach tych stref podlega postępowaniu taryfowemu i ich zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co daje odbiorcom gwarancję braku nieuzasadnionego wzrostu kosztów dystrybucji czy znacząco różnego ukształtowania polityki taryfowej na terenie działalności poszczególnych OSD. OSD powinny utrzymać zatem możliwość kształtowania swojej polityki w zakresie stosowanych stawek i opłat, która i tak podlega regulacji właściwego organu. Postulat wiązałby się z koniecznością zmiany przepisów Rozporządzenia taryfowego oraz wprowadzenia zasad uzmienniania. Musiałoby one być wnikliwie przeanalizowane, wraz z uwzględnieniem istotnego wpływu, jakie niewątpliwie miałyby to na płatności odbiorców

w szczególności w pierwszym roku wprowadzenia takiego uzmiennienia, ale także w latach kolejnych. Mogłoby również wpłynąć na konieczność dokonania niezbędnych zmian w charakterze poboru poszczególnych odbiorców.

Nie można pominąć faktu polegającego na tym, że Operator Systemu Przesyłowego (dalej: OSP) obciąża zarówno swoich odbiorców, jak i OSD, opłatą zmienną na podstawie stawki zmiennej jednostrefowej. Należy zastanowić się nad funkcją celu tego zabiegu polegającego na uzmiennieniu tej opłaty. Celem jest bowiem optymalizacja krzywej obciążenia, a tym samym mniejsze nakłady na rozbudowę sieci. Niestety prace podjęte przez OSP, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i OSD wykazały bardzo dużą zmianę systemu opłat skutkującą istotnie różną strukturą opłat. Oznacza to, że uzmiennienie stawek opłat zmiennych należy realizować przez zmienność w strefach cen energii. Natomiast przywoływana analiza strat na podstawie rozpływów sieci jest praktycznie niemożliwa do wykonania i to nie tylko w Polsce. Koncepcja ta warta będzie rozważenia po zabudowie liczników zdalnego odczytu u wszystkich odbiorców.

Odnosnie wniosku uproszczenia systemu rozliczania odbiorców za moc czynną zwracam uwagę, że takie rozwiązanie jest de facto postulatem wprowadzenia rozliczeń za moc pobraną, a nie moc umowną. Podkreślić należy, że sieć budowana jest według parametrów umożliwiających pobór mocy przez odbiorców do wysokości mocy przyłączeniowej. Przejście na rozliczenie wg mocy pobranej spowodowałoby niestabilność przychodów OSD, a więc przerzuciłoby ryzyko zmienności zachowań odbiorców na OSD ale również na pozostałych odbiorców, w szczególności tych nie rozliczanych według mocy, czyli w głównej mierze gospodarstw domowych. Z drugiej strony potencjalne oszczędności odbiorców uzyskane poprzez obniżenie mocy stosowanej w rozliczeniach spowodowałoby wzrost stawek jednostkowych w kolejnych latach.

Moc umowna jako parametr stały jest formą dialogu pomiędzy odbiorcą a OSD, gwarantującą odbiorcy bezpieczeństwo w zakresie zamówionej mocy, oznaczające że w każdej chwili ma możliwość poboru takiej ilości mocy, jaką oczekuje. OSD, a w konsekwencji - poprzez system taryfowy - pozostali odbiorcy, nie mogą ponosić konsekwencji wynikających z braku umiejętności zarządzania przez część odbiorców charakterem swojego poboru (w tym analityki dotyczącej poziomu mocy umownej).

Z poważaniem,

z up.

Piotr Dziadzio
Podsekretarz Stanu
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/

6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra



PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
MARIAN BANAŚ

LLU.430.003.2020
P/19/083

Warszawa, 04 lutego 2021 r.

Pan
Michał Kurtyka
Minister Klimatu i Środowiska

Opinia
Prezesa Najwyższej Izby Kontroli
do stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska do informacji o wynikach kontroli
P/19/083 Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych

Na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli¹, przedstawiam opinię do stanowiska Pana Ministra do ww. informacji.

Odnosząc się do stanowiska do informacji o wynikach kontroli P/19/083, podtrzymuję wniosek de lege ferenda w zakresie wprowadzenia zmian do rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną², a także zasadność wniosku dotyczącego rozważenia wprowadzenia zmian w systemie rozliczenia opłat za dystrybucję energii elektrycznej.

Najwyższa Izba Kontroli zauważa, że w trakcie prowadzonej kontroli, w związku z zasięgnięciem informacji od ministra właściwego do spraw energii dotyczących prawidłowości zapisów § 45 ust. 2 ww. rozporządzenia, wprowadzono zmiany do ww. przepisu poprzez usunięcie zapisów o odbiornikach o charakterze indukcyjnym. Zostało to przedstawione w treści informacji o wynikach kontroli. Jednakże wyniki kontroli przeprowadzonej w Urzędzie Regulacji Energetyki, dotyczące braku żądania wyliczenia wartości wskaźnika „k” ze względu na wątpliwości w interpretacji przepisów ww. rozporządzenia potwierdzają konieczność wprowadzenia do rozdziału „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat” przepisów dotyczących zasad naliczenia opłaty za energię bierną.

Najwyższa Izba Kontroli uznaje za zasadny wniosek w zakresie wprowadzenia zapisów o możliwości powszechnego korzystania z sumatorów mocy przez odbiorców zasilanych wielostronnie. Odbiorcy zasilani wielostronnie to duże jednostki sektora finansów publicznych (np. komendy wojewódzkie policji, szpitale, uczelnie), które ponoszą opłaty za utrzymywanie tzw. rezerwowych przyłączy energii elektrycznej. Nie są one wykorzystywane, a jednostki ponoszą wysokie opłaty za moc umowną. Korzystnym rozwiązaniem jest zastosowanie sumatorów mocy (tj. odpowiedniej umowy na usługi dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającej ponoszenie opłaty za jeden punkt poboru energii elektrycznej). Taki sposób rozliczenia przewiduje w taryfie jeden z dużych operatorów systemów dystrybucyjnych. W związku z powyższym niezrozumiałe jest stwierdzenie, że takie działanie byłoby niegospodarne z punktu widzenia Skarbu Państwa.

¹ Dz.U. z 2020 r. poz. 1200.

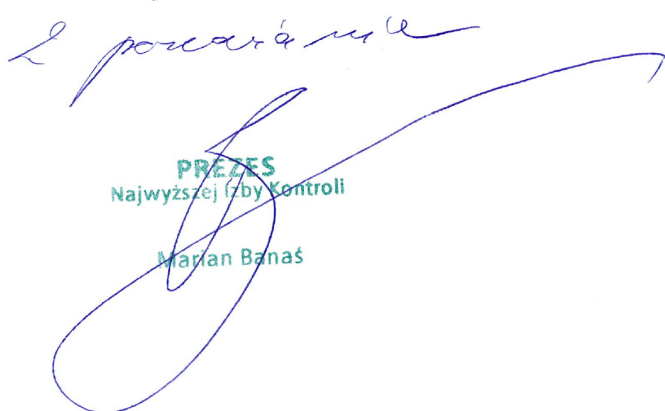
² Dz.U. poz. 503, ze zm.

Najwyższa Izba Kontroli zwróciła się do ministra właściwego do spraw energii o rozważenie wprowadzenia zmian w systemie rozliczania opłat za dystrybucję energii elektrycznej. W trakcie kontroli podjęto analizę naliczania opłat sieciowych (stałej i zmiennej) we współpracy z biegłym w zakresie elektroenergetyki.

Wnioski z tej analizy wskazują na potrzebę ujednolicenia zasad kształtowania opłaty sieciowej zmiennej w zależności od stref czasowych, ponieważ widać potrzebę ujednolicenia podejścia - w skali kraju - do sposobu kształtowania opłaty sieciowej zmiennej. Trudno zaakceptować sytuację, w której odbiorcy płacą za pobór energii czynnej w strefach czasowych według wyraźnie odmiennych zasad, arbitralnie ustalonych przez danego dystrybutora, a kryterium jest lokalizacja geograficzna (podłączenie instalacji odbiorcy do sieci konkretnego operatora systemu dystrybucyjnego, będącego monopolistą).

Następujące w szybkim tempie zmiany technologiczne powinny skłonić ustawodawcę do podjęcia działań w zakresie uproszczenia systemu rozliczania odbiorców za moc czynną. Sposób ustalania stawek opłaty sieciowej stałej powinien uwzględniać fakt stopniowego instalowania u odbiorców cyfrowych liczników energii, co pozwala na odejście od wykorzystywania zabezpieczeń przedlicznikowych w dodatkowej roli „strażnika mocy”. Operator systemu dystrybucyjnego ponosi koszty dostarczenia do odbiorcy mocy faktycznie pobieranej. Koszty te powinny zatem służyć do wyliczenia opłaty po stronie odbiorcy. Docelowo system rozliczania odbiorców wyposażonych w bieżący pomiar poboru mocy czynnej mógłby ulec daleko idącemu uproszczeniu poprzez naliczanie opłaty na podstawie rzeczywistego poboru mocy. Takie podejście wyzwałoby działania pro- oszczędnościowe po stronie odbiorców, a także odzwierciedlałoby koszty uzasadnione dostawy mocy do danego punktu poboru energii.

W stanowisku Pana Ministra zwrócono szczególną uwagę na potrzebę prowadzenia działań edukacyjnych w jednostkach sektora finansów publicznych w zakresie stosowania taryf usług dystrybucji energii elektrycznej. W związku z powyższym wyrażam przekonanie, że zostanie przeprowadzona na szeroką skalę edukacja w tym zakresie, ponieważ odpowiednie działania jednostek sektora finansów publicznych mogą przynieść znaczne oszczędności. Jest to szczególnie istotne obecnie w czasie pandemii, gdzie bieżące wydatki państwowych i samorządowych podmiotów powinny podlegać znacznemu ograniczeniu.


PREZES
Najwyższej Izby Kontroli
Marian Banaś