

**URZĄD REGULACJI ENERGETYKI  
DEPARTAMENT TARYF**

# **TARYFY OSD NA ROK 2009**

**(dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia  
działalności)**

---

**WARSZAWA, 2008 R.**

## Spis treści

<b>1.</b>	<b>ZAŁOŻENIA OGÓLNE .....</b>	<b>3</b>
1.1.	WSTĘP.....	3
1.2.	PRZYCHÓD REGULOWANY .....	4
<b>2.</b>	<b>SZCZEGÓLWE ZASADY KALKULACJI TARYF DLA DZIAŁALNOŚCI ZWIĄZANEJ Z DYSTRYBUCJĄ ENERGII ELEKTRYCZNEJ. ....</b>	<b>6</b>
2.1.	ELEMENTY PRZYCHODU REGULOWANEGO .....	6
2.1.1.	<i>Koszty operacyjne</i> .....	6
2.1.2.	<i>Amortyzacja</i> .....	6
2.1.3.	<i>Podatki od majątku sieciowego</i> .....	7
2.1.4.	<i>Zasady wynagradzania kapitału</i> .....	8
2.1.4.1	Wartość regulacyjna aktywów.....	8
2.1.4.2	Koszt kapitału.....	8
2.1.4.3	Zwrot z kapitału .....	8
2.1.5.	<i>Straty sieciowe</i> .....	9
2.1.6.	<i>Tranzyty energii</i> .....	9
2.1.7.	<i>Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE – Operator S.A.</i> .....	10
2.2.	MOC UMOWNA STOSOWANA W ROZLICZENIACH Z ODBIORCAMI .....	10
2.3.	ABONAMENT .....	12
2.4.	PLANOWANA WIELKOŚĆ I STRUKTURA NOŚNIKÓW (ENERGIA, MOC).....	13
2.5.	OPLATA JAKOŚCIOWA .....	14
2.6.	OPLATY DODATKOWE. ....	15
2.8.	HARMONOGRAM TARYFOWANIA.....	17
2.9.	INFORMACJE DODATKOWE .....	18
<b>3.</b>	<b>WYTYCZNE DO TEKSTÓW TARYF .....</b>	<b>19</b>
<b>4.</b>	<b>ZAŁĄCZNIKI .....</b>	<b>21</b>

# 1. Założenia ogólne

## 1.1. Wstęp

Rok 2009 będzie drugim z rzędu rokiem taryfowania przedsiębiorstw sektora dystrybucji w ustalonym przez Prezesa URE **3 letnim okresie regulacji**. Kalkulacja taryf 14 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na 2009 r. odbywać się będzie nie tylko w warunkach ustabilizowanej struktury podmiotowej sektora, ale również z wykorzystaniem wielu rozwiązań wypracowanych w ubiegłorocznym procesie taryfowania. Nie oznacza to oczywiście, że ogólna sytuacja sektora elektroenergetycznego podlegać będzie podobnej stabilizacji. Systematycznie prowadzone są prace nad zmianą poszczególnych aktów prawnych regulujących działalność przedsiębiorstw energetycznych.

Z dniem 1 stycznia 2009 r. ma prawdopodobnie wejść w życie nowa ustawa o podatku akcyzowym. Nowelizacja zakłada m.in., że status podatnika akcyzy uzyskają sprzedawcy energii elektrycznej. Na etapie przygotowywania niniejszych założeń Urząd Regulacji Energetyki nie dysponuje informacjami, co do ostatecznego kształtu przepisów ustawy o podatku akcyzowym. W dniu 21 sierpnia 2008 r. Minister Gospodarki podpisał rozporządzenie *zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, które zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw z dnia 9 września 2008 r. Ponadto trwają prace nad zmianą przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Niezależnie od powyższego, ze względu na konieczność zachowania określonego status quo, niniejsze wytyczne zostały opracowane z uwzględnieniem następującego stanu prawnego:

- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.), zwanej dalej „ustawą”
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, (Dz. U. Nr 128 poz. 895 ze zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”,
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem systemowym”,

- ustawy z dnia 29 sierpnia 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905), zwanej dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”,

W przypadku zmiany przepisów prawnych przed dniem zatwierdzenia taryf na 2009 r., mających wpływ na kalkulację taryfy lub jej treść, konieczne będzie odpowiednie dostosowanie założeń oraz taryf do nowego stanu prawnego.

## 1.2. Przychód regulowany

Nie uległ zmianie katalog podstawowych elementów przychodu regulowanego, ustalanego jak co roku na podstawie projekcji finansowych, do którego należy zaliczyć: koszty operacyjne, amortyzację, podatki, koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej, koszty przeniesione oraz zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną na uzasadnionym poziomie.

Przy ustalaniu w taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych na 2009 r. uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, wielkości strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych będą miały zastosowanie wielkości modelowe wyznaczone w procedurze zatwierdzania taryf na 2008 r. Aktualizacji podlegać będą wielkości różnicy bilansowej ze względu na zmiany w dostawie energii oraz wielkości nakładów inwestycyjnych w zakresie uwzględnienia opublikowanych wskaźników inflacji. Szczegółowa charakterystyka modeli analizy porównawczej wprowadzonych równocześnie z rozpoczęciem nowego okresu regulacji OSD i zastosowanych już w pierwszym roku tego okresu, została zawarta w rozdziale 1.8. opracowania „TARYFY OSD NA ROK 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)”, przesłanego przedsiębiorstwom przy piśmie z dnia 26 października 2007 r. znak: DTA-4241-81(1)/2007/BT-S.

**Powyższe wielkości uzasadnionych kosztów, odpowiednio zaktualizowane, zostaną ponownie przesłane w trakcie obecnego procesu taryfowania w formie indywidualnych pism, skierowanych do poszczególnych OSD.**

Wyznaczenie na kolejny rok taryfowy uzasadnionego poziomu pozostałych elementów przychodu regulowanego, nie podlegających ocenie modelowej tj. wielkości amortyzacji i podatków nastąpi w oparciu o sprawozdania finansowe za II półrocze 2007 r. oraz I półrocze

2008 r. przy wykorzystaniu analizy porównawczej obejmującej również wielkości planowane na etapie kalkulacji obowiązujących taryf. Podstawę oceny poziomu tych kosztów stanowią będą Arkusze DTA (1A), opracowane w Urzędzie Regulacji Energetyki i co pół roku sukcesywnie przekazywane przez przedsiębiorstwa. Szczegółowe sposoby wyznaczania uzasadnionych wielkości kosztów amortyzacji i podatków są zawarte w dalszej części niniejszego opracowania.

Oddzielna kwestia dotyczy wielokrotnie poruszanej w ubiegłorocznym procesie taryfowania problematyki uwzględnienia w taryfach na 2009 r. wielkości zwrotu z kapitału wyznaczonego od przeszacowanej wartości majątku. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wielokrotnie podkreślał, iż uznanie takiej formuły wynagradzania majątku nie jest możliwe bez opracowania spójnych dla całego sektora dystrybucji zasad wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność sieciową. W tym celu w czerwcu br. został powołany zespół składający się z pracowników Urzędu Regulacji Energetyki oraz przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej wspartych doradcą firmą zewnętrzną. Podstawowym zadaniem zespołu projektowego było opracowanie, z uwzględnieniem kryterium efektywności regulacyjnej oraz zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, jednolitej metody wynagradzania majątku sieciowego.

W trakcie prac prowadzonych przez ww. zespół, analizie oraz ocenie poddano kilka metod wyceny regulacyjnej wartości aktywów, a także dokonano wyboru trzech najbardziej efektywnych wariantów wynagradzania kapitału. Przy ocenie atrakcyjności poszczególnych metod wyceny WRA wzięto pod uwagę takie kryteria jak: efektywność ekonomiczna, praktyczność, obiektywizm, kosztowność oraz sprawiedliwość. W rezultacie prowadzonych prac zespół projektowy dokonał wyboru metody możliwej do wdrożenia w polskim sektorze elektroenergetycznym – **metody utraconych przychodów (DV)**, której istota wraz z rekomendacją do akceptacji została przedstawiona przez zespół na spotkaniu Prezesów 14 OSD przy współudziale Prezesa URE. Prezes URE oraz Zarządy OSD wyraziły aprobatę dla zaproponowanej przez zespół metody, która zakłada m.in. że:

- Wycena majątku zostanie wykonana jednorazowo na dzień 31 grudnia 2008 r.,
- Pierwszym rokiem obowiązywania nowych zasad dotyczących ustalania WRA będzie rok taryfowy 2010,
- Wyznaczona zostanie ścieżka dojścia przy założeniu, iż gwarantowana minimalna roczna stopa wzrostu przychodu regulowanego z tytułu ścieżki

dojścia do nowego WRA wyniesie 1,5% przychodu regulowanego wyznaczonego przez Prezesa URE w roku ubiegłym.

Założono ponadto, iż – dla zapoczątkowania wprowadzenia nowej metody - w taryfie na 2009 r. zostanie uznany częściowy wzrost wynagrodzenia za zaangażowany kapitał w wysokości 0,5% przychodu regulowanego wynikającego z zatwierdzonej w grudniu 2007 r. taryfy na 2008 r.

Szczegółowy opis metody wyznaczania WRA zostanie zawarty w odrębnym dokumencie.

Sposób wyznaczenia WRA do taryf na 2009 r. został opisany w rozdziale 2 niniejszego opracowania.

## **2. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf dla działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej.**

### **2.1. Elementy przychodu regulowanego**

#### **2.1.1. Koszty operacyjne**

Koszty operacyjne na 3 letni okres regulacji rozpoczynający się z dniem 1 stycznia 2008 r. zostały wyznaczone w wyniku zastosowania modelu opisanego w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)”. Na 2009 rok należy przyjąć wartość kosztów podaną w wezwaniach z 2007 r.

Modelowa wysokość kosztów operacyjnych dystrybucji zostanie ponownie przesłana do każdego OSD w formie odrębnego pisma.

#### **2.1.2. Amortyzacja**

Planowane na rok 2009 koszty amortyzacji należy ustalić według następującego wzoru:

$$A_{2009} = A_{(2007/2008)} + r_A * (I_{2008} + I_{2009}) / 2$$

gdzie:

$A_{2009}$  – amortyzacja roku taryfowego

A<sub>(2007/2008)</sub> – suma amortyzacji z II półrocza 2007 r. oraz I półrocza 2008 r., wykazanej w arkuszach sprawozdawczych DTA–(1A), która będzie podlegała weryfikacji przez Prezesa URE

r<sub>A</sub> – stopa amortyzacji – **średnio 3,3 %<sup>1</sup>**,

I<sub>2008</sub> – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2008,

I<sub>2009</sub> – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2009.

Nakłady inwestycyjne planowane na kolejne lata należy przyjąć w wysokości wynikającej z uzgodnionych planów rozwoju przedsiębiorstw. Wielkości nakładów inwestycyjnych, odpowiednio zaktualizowane o wskaźnik inflacji zostaną przesłane do poszczególnych OSD odrębnym pismem.

Wyznaczona na 2009 r. wielkość amortyzacji powinna zostać skorygowana o amortyzację od majątku przekazanego innym podmiotom (w tym PSE-Operator S.A.).

### **2.1.3. Podatki od majątku sieciowego**

W przychodach przedsiębiorstw sektora dystrybucji na 2009 r. należy przyjąć planowane wielkości podatku od nieruchomości (związanego z majątkiem sieciowym). Łączny poziom kosztów podatków powinien zostać wyznaczony wyłącznie przy uwzględnieniu rodzaju podatków wykazanych w następującym układzie:

- 1) podatek od budowli elektroenergetycznych (liczony od wartości),
  - linie
  - stacje
  - urządzenia sieciowe
- 2) podatek od budynków stacyjnych (liczony od powierzchni użytkowej),
- 3) podatek od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi (liczony od powierzchni).

Przy planowaniu wielkości podatków na 2009 r. należy uwzględnić fakt przekazania części majątku innym podmiotom (w tym również PSE-Operator S.A.).

Zaznaczenia wymaga, iż zaplanowany przez Przedsiębiorstwa poziom podatków będzie podlegał indywidualnej weryfikacji przy wykorzystaniu analizy wielkości wykonanych, przedstawianych przez przedsiębiorstwa w sprawozdawczości.

---

<sup>1</sup> Średnią stawkę amortyzacji w wysokości 3,3% obliczono zakładając m.in. 40-letni okres użytkowania linii energetycznych oraz 30-letni okres użytkowania stacji transformatorowych (stanowiących łącznie około 75% planowanych nakładów inwestycyjnych) oraz wykorzystując wielkości nakładów przedstawione w projektach planów rozwoju.

## 2.1.4. Zasady wynagradzania kapitału

### 2.1.4.1 Wartość regulacyjna aktywów

Do kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału w kolejnym roku okresu regulacji należy przyjąć Wartość Regulacyjną Aktywów (WRA) równą wartości majątku zaangażowanego wyłącznie w działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej przyjętą w kalkulacji taryfy na 2008 r., pomniejszoną o amortyzację oraz powiększoną o nakłady inwestycyjne uwzględnione w kalkulacji poprzedniej taryfy. Za wartość WRA podlegającą wynagrodzeniu należy więc przyjąć:

$$WRA_{2009} = WRA_{2008} - A_{2008} + I_{\text{netto } 2008}$$

gdzie:

$WRA_{2009}$  - wartość majątku stanowiąca podstawę wynagradzania,

$WRA_{2008}$  - wartość majątku sieciowego uwzględniona w kalkulacji taryfy na 2008 rok,

$I_{\text{netto } 2008}$  - inwestycje netto na rok 2008 uzgodnione w taryfie na 2008 r.,

$A_{2008}$  - amortyzacja majątku sieciowego uwzględniona w taryfie na 2008 r.

### 2.1.4.2 Koszt kapitału

Określając koszt kapitału do kalkulacji taryf na 2009 rok uwzględniono dotychczasową metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału. W stosunku do parametrów uwzględnionych do wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału do kalkulacji taryf na 2008 rok zmianie uległa stopa wolna od ryzyka. Została ona określona na podstawie średnioważonej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu zanotowanej na przetargach zorganizowanych w ciągu ostatnich 12 miesięcy i wyniosła 5,891%.

Po uwzględnieniu powyższych założeń średnioważony koszt kapitału przed opodatkowaniem wyniesie **10,406%** (po opodatkowaniu – 8,429%).

### 2.1.4.3 Zwrot z kapitału

Kwotę zwrotu z kapitału należy ustalić wg następującej zależności:

$$ZK = WRA_{2009} * WACC + 0,5% * PR_{2008}$$

gdzie:

ZK – kwota zwrotu z kapitału,



WRA – wartość majątku podlegająca wynagrodzeniu,

WACC<sub>2009</sub> – średnioważona stopa zwrotu kapitału.

PR<sub>2008</sub> – przychód regulowany wynikający z taryfy zatwierdzonej na 2008 r.

### **2.1.5. Straty sieciowe**

Wysokość strat energii elektrycznej w sieci OSD wyznaczona na 2008 r. w oparciu o model ekonometryczny opisany w dokumencie: „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)” została zaktualizowana z uwzględnieniem zmian parametrów wykorzystanych w modelu.

Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej zostanie ustalony na podstawie wielkości fizycznej wynikającej z modelu oraz określonej przez Prezesa URE średniej ceny. Poziom tych wielkości zostanie przesłany do każdego OSD w formie indywidualnego pisma.

### **2.1.6. Tranzyty energii**

Sposób ustalania opłat za usługi dystrybucji świadczone pomiędzy operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na tym samym poziomie napięć znamionowych został określony w §29 ust. 8 rozporządzenia taryfowego. Zasady rozliczania usługi tranzytowej będące przedmiotem dwustronnych umów zawieranych między zainteresowanymi stronami nie mogą więc pozostawać w sprzeczności z powołanymi wyżej przepisami. Analogicznie jak w latach poprzednich, w celu kontroli poprawności stosowanej metodologii obliczania kosztów i przychodów z opłat tranzytowych do wniosku należy dołączyć arkusz ZKTE (Zestawienie Kontrolne Tranzytów Energii) w ujęciu fizycznym i kosztowym. Ze względu na błędy, które pojawiały się w trakcie wypełniania arkusza tranzytów, w celu przypomnienia sposobu jego konstruowania, poniżej przedstawiono dodatkowe wyjaśnienia:

- 1) w wierszu należy odszukać swojego OSD ;
- 2) w kolumnach należy odszukać OSD sąsiadujących z danym OSD i wpisać prognozowane przez wypełniającego formularz operatora saldo opłat tranzytowych ;

- 3) jeżeli opłaty za tranzyt energii wnoszone przez operatora Y do operatora X są większe od opłat za tranzyt ponoszonych przez operatora X na rzecz operatora Y, tzn. gdy operator X jest względem operatora Y per saldo "eksporterem opłat", to operator X wykazuje saldo ze znakiem minus (obniżenie kosztów przeniesionych), zaś operator Y ze znakiem plus (wzrost kosztów przeniesionych) ;
- 4) jeżeli opłaty za tranzyt energii wnoszone przez operatora Y do operatora X są niższe od opłat za tranzyt ponoszonych przez operatora X na rzecz operatora Y, tzn. gdy operator X jest względem operatora Y per saldo "importerem opłat", to operator X wykazuje saldo ze znakiem plus (wzrost kosztów przeniesionych), zaś operator Y ze znakiem minus (obniżenie kosztów przeniesionych).

### **2.1.7. Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE – Operator S.A.**

Uzupełnienie nastąpi niezwłocznie po uzgodnieniu taryfy PSE-Operator S.A. z Prezesem URE.

## **2.2. Moc umowna stosowana w rozliczeniach z odbiorcami**

Z dniem 1 kwietnia 2008 r. weszły w życie zmienione taryfy dla przedsiębiorstw sektora dystrybucyjnego, zawierające stawki opłaty przejściowej oraz zasady ich pobierania wynikające z ustawy o rozwiązaniu KDT. Problematyczne przy tym okazały się zróżnicowane zasady pobierania opłaty przejściowej od odbiorców, wobec których stosowane są współczynniki zwiększające lub zmniejszające moc umowną. Część OSD do rozliczeń stosowała moce umowne bez współczynników, pozostała grupa przyjmowała moce służące do rozliczeń opłaty dystrybucyjnej w części stałej tj. uwzględniające współczynniki korygujące moc. Pomimo faktu, iż obowiązujące taryfy zostały skalkulowane na wielkościach mocy umownych uwzględniających współczynniki korygujące, część OSD po 1 kwietnia br. dokonała zmian w sposobie rozliczeń z tytułu opłaty przejściowej, przechodząc już od 1 kwietnia, a także i później, z rozliczeń wg mocy ze współczynnikami na rozliczenia wg mocy bez współczynników korygujących. Powyższe działania nie pozostały bez wpływu na poziom stawek opłaty przejściowej w taryfach przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, dla których stawki te nie są określone w ustawie, lecz są kalkulowane. Mając na uwadze

powyższe należy wskazać, że sytuacja niejednakowego traktowania odbiorców w kraju jak również wprowadzanie zmian w sposobie rozliczeń w trakcie obowiązywania taryfy nie może zostać zaakceptowana. Nie znajduje również uzasadnienia argumentacja przedsiębiorstw wskazująca na zgodność stosowania w rozliczeniach mocy umownej nieuwzględniającej współczynników korygujących z definicją mocy umownej zawartą w obowiązujących aktach prawnych. Stanowisko w sprawie definicji mocy umownej, będące odpowiedzią na wystąpienie Prezesa URE, przedstawił Minister Gospodarki, który stwierdził, że: „*definicja mocy została przygotowana na potrzeby rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. (tzw. systemowego), ...*”*definicja ta odnosi się do przepisów ściśle technicznych*”, „*...problem zakresu definicji mocy umownej w indywidualno-konkretnych przypadkach może zostać rozwiązany w drodze zmiany odpowiednich postanowień umów o świadczenie usług dystrybucji, zawieranych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej, a co za tym idzie – nie wymaga podejmowania inicjatywy ustawodawczej*”.

Dodatkowo podkreślenia wymaga, że zarówno wielkości mocy jak i współczynników korygujących określone w zawartej z odbiorcą umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych są wynikiem wzajemnych uzgodnień pomiędzy stronami tej umowy. W efekcie, mamy więc do czynienia z mocą umowną, niezależnie czy jej wartość została ustalona z uwzględnieniem, czy też bez uwzględnienia współczynników korygujących. Współczynniki zwiększające bądź zmniejszające, związane np. z zapewnieniem zwiększonej pewności zasilania lub ze stosowaniem sumatorów, mogą być stosowane wyłącznie w odniesieniu do mocy umownej, a nie jak wskazują niektóre z przedsiębiorstw w odniesieniu do składnika stałego stawki sieciowej, którego wielkość zatwierdzona przez Prezesa URE w taryfie nie może ulegać indywidualnym korektom. Zatem, w przekonaniu Prezesa URE moc przyjmowana do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej (wraz ze stosownymi uzasadnionymi współczynnikami) powinna być również podstawą do kalkulacji stawki opłaty przejściowej a następnie do rozliczeń z tego tytułu. Stanowisko w tej sprawie zostało jednoznacznie określone w **Komunikacie Prezesa URE z dnia 10 września 2008 r.**, zamieszczonym na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki.

Mając powyższe na uwadze należy uznać za niedopuszczalne, zróżnicowanie sposobu przyjmowania mocy do rozliczeń. Dlatego też, niezbędne jest pilne dokonanie stosownych zmian w umowach zawartych z odbiorcami w tym zakresie, co oznacza, że **moc umowną ma stanowić poziom mocy wg jakiej przedsiębiorstwo rozlicza się z odbiorcą z tytułu świadczenia usługi dystrybucji w części wynikającej ze stosowania składnika stałego stawki sieciowej, czyli z uwzględnieniem współczynników korygujących. Wyznaczona w**

**taki sposób wielkość mocy umownej będzie przyjmowana do kalkulacji planowanego przychodu na 2009 r. z tytułu opłaty przejściowej.**

Dodatkowo uregulowania wymaga kwestia równoprawnego traktowania wszystkich odbiorców w ramach jednego przedsiębiorstwa. Problem dotyczy nie tylko spółek skonsolidowanych, w których w poszczególnych obszarach stosowane są zróżnicowane zasady, ale również spółek pozostałych. Przedstawione przez OSD informacje wskazują, że niektóre ze spółek stosują niedopuszczalne praktyki, tj. rzeczowo nieuzasadnione zróżnicowane traktowanie niektórych klientów. Dlatego zalecam podjęcie przez Zarządy Przedsiębiorstw szybkich działań mających na celu wyeliminowanie istniejących nieprawidłowości.

### **2.3. Abonament**

Wstępna analiza wysokości stawek opłat abonamentowych oraz kosztów odczytów i kontroli wykazana przez poszczególnych OSD, wskazuje na pewne nieprawidłowości w tej kwestii. Na tę sytuację może mieć wpływ podmiotowe rozdzielanie działalności obrotu i dystrybucji od dnia 1 lipca 2007 r. i przeniesienie kosztów odczytów i ich kontroli z obrotu do dystrybucji. Do podstawowych nieprawidłowości można zaliczyć w szczególności:

1. Znaczne zróżnicowanie analogicznych stawek opłat abonamentowych w taryfach (przeliczonych na odczyt), które jakkolwiek może wynikać z odmiennego sposobu alokacji kosztów odczytów i kontroli do grup taryfowych (na poziomy napięcie), co jednakże nie powinno mieć miejsca.
2. Występujący w niektórych OSD znaczny wzrost kosztów odczytów i kontroli w I półroczu 2008 r. w porównaniu do I i II półrocza 2007 r.,
3. W niektórych przypadkach znacznie wyższe przychody z opłat abonamentowych niż przypisane - aktualnie wykazane przez OSD - koszty odczytu i kontroli w danej grupie taryfowej/poziomie napięcia.

W związku z powyższym, mając również na uwadze zmianę rodzaju czynności, których koszty stanowią podstawę kalkulacji stawki opłaty abonamentowej, wprowadzoną nowelizacją rozporządzenia taryfowego (z dnia 31 października 2007 r. Dz. U. Nr 207, poz. 1498) poszczególni OSD na etapie kalkulacji taryfy powinni dokonać szczegółowego przeglądu kosztów kwalifikowanych jako koszty odczytów i kontroli oraz sposobów alokacji tych kosztów do poszczególnych grup taryfowych. Ze względu na podobny charakter czynności stanowiących podstawę kalkulacji stawki opłaty abonamentowej, brak jest uzasadnienia dla nadmiernego zróżnicowania średniego kosztu odczytu i kontroli, który z

kolei przekłada się na nadmierne zróżnicowanie stawek opłat abonamentowych, w poszczególnych OSD.

Ponadto, należy zwrócić uwagę na konieczność dostosowania taryf OSD do wymagań przepisu § 23 ust. 2 oraz §31 rozporządzenia taryfowego, tj. zróżnicowania stawek opłat abonamentowych ze względu na długość faktycznie stosowanych okresów rozliczeniowych. Stosowanie różnych okresów rozliczeniowych wymaga wprowadzenia odpowiadających im stawek opłat abonamentowych. W tym miejscu zaznaczenia wymaga, że z treści taryf zostanie wyeliminowany zapis o możliwości stosowania innych okresów rozliczeniowych przy jednoczesnym ustaleniu abonamentu tylko dla jednego okresu.

Kwestia ta będzie poddana wnikliwej analizie w trakcie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy.

Przy eliminowaniu wszystkich, wyżej opisanych nieprawidłowości należy pamiętać o ochronie odbiorców przed nieuzasadnionym, jak również nadmiernym wzrostem płatności.

## **2.4. Planowana wielkość i struktura nośników (energia, moc).**

Nawiązując do treści pkt 1.7. założeń taryfowych na 2008 r.<sup>2</sup> przypomnienia wymaga, iż plan dotyczący wielkości dostaw energii elektrycznej na 2009 r. musi znajdować uzasadnienie w danych historycznych (wolumen, trendy) oraz uwzględniać również stale wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną. Racjonalna prognoza powinna odnosić się nie tylko do całkowitych wielkości dostawy, ale również ilości oraz struktury energii dostarczonej odbiorcom w poszczególnych grupach taryfowych. W przypadku zaobserwowanych nieprawidłowości w przyjmowanych do kalkulacji taryf planach dostawy, poszczególni OSD będą konsekwentnie wzywani przez Prezesa URE do dokonania odpowiednich korekt, nawet jeżeli mogłoby to spowodować opóźnienie całego procesu taryfowania.

Rozbieżności w zakresie uzasadnionych wielkości energii przyjmowanych do kalkulacji taryf OSD negatywnie wpływają na jakość procesu taryfowania, co nie pozostawało bez wpływu na poziom stawek opłat przesyłowych, które podlegały w latach ubiegłych ciągłym korektom. W zbliżającym się procesie zatwierdzania taryf na 2009 r. taka sytuacja nie może się powtórzyć. Wszelkie niezgodności w poziomie dostaw energii powinny, w jak najkrótszym terminie, zostać wyeliminowane.

---

<sup>2</sup> Dokument „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności” Urząd Regulacji Energetyki, Departament Taryf, Warszawa, 2007 r.,

Analogicznej weryfikacji poddane zostaną wielkości mocy stanowiące podstawę kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w poszczególnych grupach taryfowych, jak i ustalenia przychodu z opłaty przejściowej.

## 2.5. Opłata jakościowa

W związku z obowiązkiem kalkulacji przez PSE-Operator S.A. stawki jakościowej na podstawie ilości energii **zużytej** przez odbiorców końcowych na terenie przedsiębiorstw, na co wskazują jednoznacznie przepisy § 29 ust. 2 i 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz. U. z 2007 r. Nr 128, poz. 895 z późn. zm.), przypomnieć należy o konieczności pobierania przez poszczególne przedsiębiorstwa oraz wnoszenia do OSP opłaty z tego tytułu obliczonej przy uwzględnieniu ilości energii zużywanej przez:

- a) odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego nieposiadającego miejsc dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej (wraz z podaniem jego nazwy) oraz ilość energii kupowanej przez danego operatora i zużywanej przez niego na własny użytek (z wyłączeniem różnicy bilansowej i potrzeb energetycznych)
- b) odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem (wraz z podaniem jego nazwy), przyłączonego do sieci operatora, o którym mowa w lit. a) oraz ilość energii kupowanej przez to przedsiębiorstwo energetyczne i zużywanej na własny użytek (z wyłączeniem różnicy bilansowej i potrzeb energetycznych),
- c) odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego posiadającego miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej,
- d) odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem (wraz z podaniem jego nazwy), przyłączonego do sieci operatora, o którym mowa w lit. c) oraz ilość energii kupowanej przez to przedsiębiorstwo

energetyczne i zużywanej na własny użytek (z wyłączeniem różnicy bilansowej i potrzeb energetycznych)

- e) odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci lub instalacji wytwórcy przyłączonego do sieci operatora systemu dystrybucyjnego (wraz z podaniem nazwy wytwórców) jak również wytwórcy przyłączonego do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi dystrybucji energii elektrycznej (wraz z podaniem nazwy tych przedsiębiorstw).

Należy przypomnieć, że zaniechanie pobierania opłaty jakościowej od ww. odbiorców podlega sankcjom wynikającym z ustawy.

## **2.6. Opłaty dodatkowe.**

Przypomnienia wymaga, iż zgodnie z treścią § 25 ust. 1 rozporządzenia taryfowego przychód pokrywający koszty uzasadnione, ustalany dla każdego roku okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane ze:

- 1) stawek opłat,
- 2) opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
- 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

W związku z powyższym planowana wielkość opłat dodatkowych, wyszczególnionych w pkt 2) i 3) wpływa bezpośrednio na wielkość przychodu przenoszonego przez stawki opłat.

Analiza wykonania II półrocza 2007 r. oraz I półrocza 2008 r., w zakresie opłat dodatkowych, w aspekcie wielkości tych opłat planowanych do taryfy na 2008 r., wskazuje na znaczne zaniżenie planu w stosunku do wykonania w ww okresie. W I półroczu 2008, w porównaniu do II półrocza 2007 r., nastąpił ponad dwukrotny wzrost przychodów z opłat za przekroczenie mocy umownej (łącznie dla 14 OSD), natomiast przychody z opłat za ponadumowny pobór energii biernej wzrosły o 24 %. Powyższa tendencja odzwierciedla wpływ zmiany zasad pobierania tych opłat na wysokość przychodów z ich tytułu. Wpływ ten był trudny do przewidzenia na etapie kalkulacji taryf, ale obecnie jest już widoczny. Dlatego też, plan przychodów z opłat dodatkowych na okres obowiązywania II taryfy należy opracować dla planowanych nośników rzeczowych, z uwzględnieniem:

- zasad pobierania opłat za przekroczenie mocy umownej oraz za ponadumowny pobór energii biernej, wynikających z przepisów rozporządzenia taryfowego,
- przyjętych na 2009 r. współczynników k – do obliczania opłat z tytułu energii biernej,
- zmiany składników stałych stawki opłaty sieciowej oraz zmiany ceny energii elektrycznej, przyjmowanej do obliczania opłat z tytułu energii biernej.

Z uwagi na fakt, że nowe zasady pobierania opłat za przekroczenie mocy umownej i ponadumowny pobór energii biernej znajdują pełne odzwierciedlenie w wykonaniu I półrocza 2008 r., wykonanie nośników rzeczowych tych opłat powinno stanowić punkt wyjścia przy ustalaniu planu opłat dodatkowych na 2009 r.

## 2.7. Nakłady na przyłączenie do sieci.

W związku ze zgłaszanymi zarówno ze strony odbiorców jak i przedsiębiorstw pytaniami dotyczącymi zakresu nakładów inwestycyjnych ponoszonych na realizację przyłączenia, stanowiących podstawę ustalania opłat za przyłączenie, interpretacji przepisów ustawy i rozporządzeń wykonawczych w tym zakresie dokonał Minister Gospodarki w piśmie z dnia 17 września 2007 r. znak: DE-VIII-53-5-AP/07. Z treści powołanego pisma Ministra Gospodarki wynika więc, iż analiza przepisów rozporządzenia taryfowego (§14 ust. 5 i 6) oraz rozporządzenia systemowego (§2 pkt 8 i 15) wskazuje, *„że w nakładach o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy uwzględnia się wydatki ponoszone na budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączania, a nie wydatków na inwestycje w rozbudowę siec. Obowiązujące przepisy prawa, a w szczególności art. 7 ust. 5 i 8 oraz art. 9 c ust. 2 i 3 ww. ustawy, który wskazuje operatorów systemów elektroenergetycznych: przesyłowego i dystrybucyjnych jako odpowiedzialnych za rozbudowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, nie nakładają obowiązków finansowania rozbudowy sieci na podmioty wnioskujące o przyłączenie. Opłata za przyłączenie powinna więc być ustalana na podstawie nakładów inwestycyjnych na budowę przyłącza, bez uwzględniania nakładów na rozbudowę sieci niezbędnej do przyłączania.”*

Na etapie uzgadniania planów rozwoju OSD na lata 2008-2010 przyjęto założenie, iż w łącznych opłatach za przyłączenie należy uwzględnić opłaty w wysokości 50% nakładów związanych z przyłączaniem OZEE, w tym również nakładów na rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnej. Podkreślenia wymaga, iż proces uzgadniania planów rozwoju OSD, jak



również proces taryfowania tych przedsiębiorstw prowadzony był w praktyce mniej więcej od połowy ubiegłego roku. Tymczasem interpretacja Ministra Gospodarki (pismo z dnia 17 września 2007 r.) została pozyskana przez Departament Taryf dopiero w dniu 12 grudnia 2007 r., przy rozpatrywaniu innej sprawy. Uniemożliwiło to tym samym uwzględnienie zawartych w piśmie MG zaleceń w praktycznie już zatwierdzonych taryfach OSD.

Mając powyższe na względzie, konieczne będzie uwzględnienie prezentowanego podejścia bezpośrednio w procesie zatwierdzania taryf na 2009 r. i lata kolejne. Aktualizacji podlegać będą w tym zakresie również plany rozwoju. Nie ulegnie natomiast zmianie łączny poziom nakładów inwestycyjnych wynikających z tych planów. Zastosowanie definicji nakładów inwestycyjnych rozumianych jako nakłady poniesione na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia odnawialnych źródeł do sieci w procesie kalkulacji taryf wpłynie de facto na poziom nakładów inwestycyjnych netto, od których liczona będzie, na dany rok taryfowy, wielkość amortyzacji od nowych inwestycji. Podkreślenia wymaga przy tym, że zmiany te tylko w niewielkim stopniu wpłyną na faktyczną wielkość przychodu przedsiębiorstw.

Dlatego też, przy planowaniu na 2009 r. poziomu opłat za przyłączenie OZEE należy przyjąć mniejszą wielkość wpływów z tego tytułu, niż pierwotnie zakładano. Łączne wielkości przychodów z opłat za przyłączenie będą podlegać indywidualnej weryfikacji w trakcie procesu taryfowania.

## **2.8. Harmonogram taryfowania**

Wstępny harmonogram taryfowania zostanie przesłany do poszczególnych OSD przy odrębnym piśmie. Niemniej jednak podkreślenia wymaga, iż poszczególne etapy procesu taryfowego uzależnione będą od długości trwania postępowań administracyjnych w sprawie obecnie rozpatrywanych korekt taryf obrotu i dystrybucji oraz procesu zatwierdzania taryf dla 14 spółek obrotu w zakresie grup taryfowych G.

## 2.9. Informacje dodatkowe

We wniosku taryfowym należy:

- wskazać osoby wyznaczone przez Zarząd Przedsiębiorstwa do kontaktów roboczych z pracownikiem Departamentu Taryf prowadzącym postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla dystrybucji,

- uaktualnić lub podać adresy mailowe oraz fakсы do bieżącej korespondencji w tym zakresie z wyszczególnieniem centrali oraz pracowników odpowiedzialnych za przygotowanie wniosku.

Prezesowi URE należy przedstawić:

1. wniosek i tekst taryfy podpisane przez upoważnionych przedstawicieli Przedsiębiorstwa, zgodnie z zasadami reprezentacji, określonymi w KRS,
2. aktualny odpis lub wyciąg z Krajowego Rejestru Sądowego, (w związku z ostatnio dość często następującymi zmianami nazwy przedsiębiorstw należy pamiętać o dokonaniu zmian w tym zakresie w koncesji oraz decyzji wyznaczającej operatora).
3. „Oświadczenie” podpisane przez upoważnionych przedstawicieli Przedsiębiorstwa (Załącznik Nr 10)
4. potwierdzenie uiszczenia opłaty skarbowej w wysokości 10 zł oraz 17 zł za złożenie dokumentu stwierdzającego udzielenie pełnomocnictwa/ odpisu, wypisu lub kopii dokumentu stwierdzającego udzielenie pełnomocnictwa. Zapłata opłaty skarbowej dokonuje się gotówką w kasie organu podatkowego lub bezgotówkowo na rachunek tego organu. Organem podatkowym właściwym jest Prezydent m. st. Warszawy (Urząd Dzielnicy Wola - m. st. Warszawy, Al. Solidarności 90, 01-003 Warszawa, nr rachunku: Bank PKO SA I Oddział Warszawa **54 1030 1508 0000 0005 5003 6045**). Zapłata opłaty skarbowej może być dokonana także znakami opłaty skarbowej o odpowiedniej wartości, które należy nakleić na składanym wniosku o dokonanie czynności urzędowej albo na dokumencie stwierdzającym udzielenie pełnomocnictwa lub prokury albo na jego odpisie, wypisie lub kopii (art. 2 ustawy z dnia 13 czerwca 2007 r. o zmianie ustawy o opłacie skarbowej; Dz. U. Nr 128, poz. 883).

### 3. Wytyczne do tekstów taryf

1. Należy pamiętać o uwzględnieniu w tekstach taryf zapisów, które były wprowadzane na etapie zmian taryfy w marcu i kwietniu br.
2. Wykreślić z tekstu taryfy pkt. w brzmieniu, „W przypadkach uzasadnionych specyficznymi warunkami dystrybucji możliwe jest dokonywanie rozliczeń w okresach innych, niż podane w pkt. 3.3.1”. Biorąc pod uwagę, iż zgodnie z § 23 ust. 2 oraz § 31 rozporządzenia taryfowego, stawki opłaty abonamentowej są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego, nie ma uzasadnienia do zamieszczenia tego zapisu w tekście taryfy.
3. Przedsiębiorstwa, które w rozliczeniach z odbiorcami stosują współczynniki pewności zasilania (których wysokość jest określana w umowach), powinny mieć zawarty w taryfie odpowiedni podrozdział na ten temat. Brak informacji w taryfie na ten temat praktycznie uniemożliwia stosowanie współczynników. Poniżej przedstawiam brzmienie podrozdziału z dokonaną zmianą w jednym z punktów.

- „ 1. Odbiorcy, którzy w wystąpieniach o warunki przyłączenia lub w umowie zgłosili wymaganie zapewnienia zwiększonej pewności zasilania, określonej ilości ciągów zasilania w układzie normalnym pracy sieci zasilającej urządzenia elektroenergetyczne odbiorcy, ponoszą **podwyższone opłaty za część stałą usługi dystrybucji wynikającą ze składnika stałego stawki sieciowej i stawki przejściowej** w wysokości zależnej od realizowanego stopnia pewności zasilania, w wysokości określonej w umowie.
2. W przypadku wystąpienia w okresie rozliczeniowym, z winy Przedsiębiorstwa, pewności zasilania niższej od ustalonej w umowie opłat za pewność zasilania w wielkości wynikającej ze skali obniżenia tej pewności i czasu trwania wyrażonego w pełnych godzinach nie pobiera się.
  3. Do ustalania zwiększonej pewności zasilania przyjmuje się tylko te przypadki gdy:
    - a) ciągi zasilania w miejscu dostarczenia energii elektrycznej są w ciągłej gotowości (znajdują się pod napięciem) do dostarczania energii elektrycznej,
    - b) ciągi zasilania są załączane urządzeniami do samoczynnego załączania rezerwy.
  4. Jeżeli w wyniku awarii urządzeń Przedsiębiorstwa lub awarii w jego sieci wzrasta suma mocy podlegającej opłacie, Przedsiębiorstwo nie pobiera opłat za tę nadwyżkę.

Postanowienia te nie mają zastosowania jeżeli powyższa sytuacja powstała w wyniku przeciążeń lub zakłóceń spowodowanych pracą urządzeń odbiorcy.”

Równocześnie należy pamiętać o zamieszczeniu definicji ciągu zasilania w tekście taryfy.

4. Nawiązując do Komunikatu Prezesa URE (27/2008) z dnia 10 września 2008 r. w sprawie wyjaśnienia wątpliwości związanych ze sposobem naliczania opłaty przejściowej w rozliczeniach tej opłaty z odbiorcami energii elektrycznej, w rozdziale „Szczegółowe zasady rozliczeń za usługi dystrybucji” należy wprowadzić następujące zmiany :

- a) W pkt. 4.1. pod wzorem na obliczanie opłaty za usługę dystrybucji, należy zmienić opis symbolu  $P_i$

***moc umowna z uwzględnieniem współczynników korygujących określonych w umowie danego odbiorcy, [w MW lub kW] lub ilość miesięcy dla***

$P_i$  ***odbiorców energii elektrycznej z grup taryfowych G;***

- b) Kolejne punkty otrzymują brzmienie

4.2. Opłata za usługi dystrybucji w części stałej stanowi iloczyn składnika stałego stawki sieciowej i wielkości **mocy umownej  $P_i$ , o której mowa w pkt. 4.1.**, z zastrzeżeniem pkt. 4.3.

4.3. Dla odbiorców grup taryfowych G składnik stały stawki sieciowej ustalony jest w zł/miesiąc.

4.4. Opłata za usługi dystrybucji w części wynikającej ze stawki opłaty przejściowej, stanowi iloczyn **mocy umownej  $P_i$ , o której mowa w pkt. 4.1.** i stawki  $S_{op}$ , z zastrzeżeniem pkt. 4.5.

4.5. (...)

5. W rozdziale dotyczącym mocy umownej:

- a) pkt. 5.3. otrzymuje brzmienie „5.3. Zmiana mocy umownej **następuje za zgodą Przedsiębiorstwa**, po zrealizowaniu określonych przez to Przedsiębiorstwo warunków zmiany mocy, jednak nie później niż po upływie dwóch miesięcy od daty złożenia wniosku o ile w umowie nie ustalono inaczej.”

- b) Wykreśla się z tekstu taryfy Pkt. w brzmieniu „*W przypadku zmniejszenia mocy umownej, za zgodą Przedsiębiorstwa, w trakcie roku obowiązywania taryfy, następuje z tego tytułu, zwiększenie Opłaty wynikającej ze składnika stałego stawki sieciowej o 20 %, dla całego okresu objętego korektą*”

6. W rozdziale pt. „Zasady ustalania opłat dla odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej”, należy zamieścić współczynniki  $k$  na 2009 r. dla różnych poziomów napięć, które zostały już ustalone w 2007 r. w tzw. 3- letniej ścieżce dojścia do docelowych wielkości .
7. Stawki opłat (opłaty) za:
  - wznowienie dostarczania energii po jej wstrzymaniu,
  - czynności związane ze stwierdzeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej,
  - przyłączenie do sieci,
  - usługi dodatkowe wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,należy podwyższyć o planowaną inflację 2,9%.
8. Ze względu na trwające prace nad zmianą ustawy Prawo energetyczne i proponowane tam zapisy odnośnie pobierania zaliczek za wydanie warunków przyłączenia, regulowanych w sposób odmienny od stosowanej dotychczas praktyki, w treści taryfy należy wykreślić zapis odnośnie możliwości pobierania przedpłat od podmiotu występującego o wydanie warunków przyłączenia .

#### **4. Załączniki**

1. Załącznik 1. Projekcja przychodu dla dystrybucji.
2. Załącznik 2. Dane o odbiorcach usług dystrybucyjnych przyłączonych do sieci.
3. Załącznik 3 Arkusz struktury dostawy.
4. Załącznik 4. Portfel zakupu energii elektrycznej.
5. Załącznik 5. Wynik na dystrybucji.
6. Załącznik 6. Arkusz kalkulacji przychodu dla dystrybucji.
7. Załącznik 7. Koszty i przychody z tytułu opłaty abonamentowej.
8. Załącznik 8. Arkusze porównania stawek opłat.
9. Załącznik 9. Arkusze symulacji wzrostu płatności (tylko w wersji elektronicznej).
10. Załącznik 10. Oświadczenie o rzetelności sporządzenia wniosku.