

Projekt
12.02.2007 r.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI ¹⁾

z dnia.....2007 r.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną

Na podstawie art. 46 ust.3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz.625, Nr 104, poz.708, Nr 158, poz.1123 i Nr 170, poz.1217) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf dla energii elektrycznej;
- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają :

- 1) **grafiki handlowe** - zbiór danych określających ilość energii elektrycznej wynikającą z zawartych i przedłożonych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej przypisaną jednostce grafikowej danego uczestnika mechanizmu bilansowania, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych mechanizmu bilansowania;
- 2) **grupa przyłączeniowa** - grupa podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, sklasyfikowana w następujący sposób:
 - a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
 - b) grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
 - c) 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;

¹⁾Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka na podstawie § 1 ust. 2, pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

- d) grupa 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;
 - e) 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;
 - f) 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.
- 3) **grupa taryfowa** - grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji lub usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 4) **jednostka grafikowa** - zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej;
- 5) **jednostka wytwórcza** - wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe;
- 6) **mechanizm bilansowania** - mechanizm rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, z tytułu niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez użytkowników systemu, dla których prowadzą te podmioty rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzony przez operatora systemu przesyłowego, w ramach bilansowania systemu;
- 7) **miejsce dostarczania energii elektrycznej** - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci, umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru;
- 8) **miejsce przyłączenia** – punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
- 9) **moc przyłączeniowa** - moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną, wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 - minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 10) **moc umowna** - moc czynną, pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 - minutowych, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego

- elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej, będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczona na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
- c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej nie będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy - w okresie godziny;
- 11) **okres regulacji** - okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 25 ust. 2;
- 12) **operator** - operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego;
- 13) **podmiot odpowiedzialny za rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu** - osoba fizyczna lub prawna, uczestnicząca w mechanizmie bilansowania energii elektrycznej na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zajmująca się rozliczaniem niezbilansowania;
- 14) **przyłącze** - odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 15) **rezerwa mocy** - możliwa do wykorzystania, w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
- 16) **układ pomiarowo-rozliczeniowy** - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii bierniej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 17) **usługi systemowe** - usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, niezbędne do zapewnienia, przez tego operatora, prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 18) **ustawa** - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę odpowiednio do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją lub obrotem energią elektryczną, rodzaju odbiorców i charakteru ich zapotrzebowania na energię elektryczną.

§ 4. 1. Taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, o której mowa w § 3, 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 lub wysokość:
 - a) bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) opłat za:
 - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
 - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych, różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług, związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określone w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej.

§ 5. Warunki stosowania cen i stawek opłat, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 2, obejmują w szczególności:

- 1) zakres świadczonych usług dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych;
- 2) parametry jakościowe energii elektrycznej;
- 3) standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 4) sposób obliczania opłat za uszkodzenie układu pomiarowo – rozliczeniowego;
- 5) szczegółowe sposoby prowadzenia rozliczeń.

§ 6. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe;
- 4) bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za świadczenie usługi przesyłania, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci;
- 4) bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) opłaty za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej oraz przekroczenia mocy;
 - b) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zawiera w taryfie:

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

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

5. Taryfa przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego odbiorcy usługi kompleksowe zawiera:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) opłaty za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej oraz przekroczenia mocy,
 - b) usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - c) nielegalny pobór energii elektrycznej.

6. Taryfa, o której mowa w ust. 5, powinna także określać warunki stosowania stawek opłat wynikających z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

7. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9a ust. 6 i 8 ustawy, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz koszty obowiązkowego zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

§ 7. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców, w szczególności na podstawie następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci, z której jest dostarczana energia elektryczna do odbiorców;
- 2) wartości mocy umownej lub zużycia energii elektrycznej;
- 3) parametrów dostarczanej energii elektrycznej innych niż standardowe;
- 4) charakterystyk poboru energii elektrycznej przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci należących do odbiorcy;

- 5) systemu rozliczeń;
- 6) miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 7) poziomu niezawodności i ciągłości dostaw;
- 8) wytwarzania energii elektrycznej we własnych źródłach odbiorcy;
- 9) liczby rozliczeniowych stref czasowych.

2. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 5 i 6, 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.

§ 8. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o różnych poziomach napięć - jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc;
- 2) pobiera energię elektryczną do zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania na tym samym poziomie napięcia - wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania;
- 3) ze względu na przyjęty, w przedsiębiorstwie energetycznym, podział odbiorców na grupy taryfowe dokonany na podstawie kryteriów o których mowa w § 7 ust. 1, może być, dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej, zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wybiera jedną spośród tych grup.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej, nie częściej niż raz na 12 miesięcy; warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej, albo umowa o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 9. Ceny i stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

§ 10. Koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen i stawek opłat, o których mowa § 9, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej - stanowią planowane, dla danego roku, uzasadnione koszty przedsiębiorstwa energetycznego, uwzględniające uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną - stanowią planowane koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej oraz koszty własne związane z obrotem tą energią.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10, ustala się:

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

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty, poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalania taryfy, określone na podstawie sprawozdań finansowych, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa w art. 44 ust.2 ustawy.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust.1, mogą być porównywalne koszty wykonywania działalności gospodarczej w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących tego samego rodzaju działalność gospodarczą o zbliżonych warunkach jej wykonywania.

§ 12. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen lub stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 13.1. 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.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 14. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej kalkuluje ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej - na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4 [w zł/MWh];
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy - na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 [w zł/MW/h];
- 3) stawki opłat za usługi systemowe - na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 3, mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały - za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w zł/h, lub miesiąc lub w zł/MW/h, lub zł/MW/miesiąc;
- 2) składnik zmienny - za świadczenie usług systemowych, wyrażony w zł/MWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, oznaczone symbolem „ k_{js} ”, oblicza się według wzoru:

$$k_{js} = \frac{K_{sp}}{\sum_{i=1}^n P_{dwi} + \sum_{i=1}^n P_{dri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{sp} - koszty stałe planowane na rok bazowy, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł];

- P_{dwi} - moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży w roku bazowym [w MW/h];
- P_{dri} - moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w roku bazowym [w MW/h];
- n - liczbę godzin, planowaną odpowiednio dla mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem " P_{dwi} " albo dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem " P_{dri} ", w roku bazowym.

4. Jednostkowe koszty zmienne, oznaczone symbolem „ k_{jz} ”, [w zł/MWh] oblicza się według wzoru:

$$k_{jz} = \frac{K_{zp} + K_{ze} + K_{zw} + K_{em}}{E_{jw}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{zp} - koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w roku bazowym dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł];
- K_{ze} - koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w roku bazowym [w zł];
- K_{em} - koszty zakupu uprawnień do emisji [w zł];
- K_{zw} - pozostałe koszty zmienne planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w roku bazowym [w zł];
- E_{jw} - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży, a wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w roku bazowym [w MWh].

§ 15. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci dla podmiotów zaliczanych do grupy IV i V przyłączeniowej oraz grupy VI, przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, kalkuluje się na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy. Stawki te mogą być różnicowane w zależności od rodzaju przyłącza kablowego lub napowietrznego.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1, dla przyłącza kablowego uwzględniają koszty zakupu i montażu złącza kablowego i szafki złączowo – pomiarowej lub szafki złączowej w przypadku budynków, o których mowa w art. 45a ustawy, w których lokalizacja układów pomiarowych nie pokrywa się z lokalizacją złącz kablowych.

§ 16. 1. Opłaty za przyłączenie do sieci ustala się dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I, II, III oraz VI przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci - na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) IV i V oraz VI - przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, gdy przyłącze będzie wykorzystywane do docelowego zasilania - na podstawie stawek opłat, kalkulowanych na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy oraz w zależności od rodzaju stawki odpowiednio do wielkości mocy przyłączeniowej, długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka.

2. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się wydatki ponoszone na: wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwoleń na budowę, zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcie terenu, niezbędnych do budowy lub eksploatacji urządzeń.

3. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się także wydatki ponoszone na budowę odcinków sieci, od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie do sieci.

4. Przyłączany podmiot może wybrać rodzaj przyłącza - kablowe lub napowietrzne, o ile jest on możliwy do realizacji ze względów technicznych.

5. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania, opłatę za przyłączenie ustala się w sposób określony w ust. 1 - 4 oraz na podstawie stawek opłat, o których mowa w § 15.

6. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej dokonywanej na wniosek danego podmiotu zakwalifikowanego:

- 1) do I, II lub III grupy przyłączeniowej - pobiera się opłatę w takiej wysokości jak opłatę za przyłączenie do sieci ustalaną zgodnie z ust. 1;
- 2) do IV i V grupy przyłączeniowej - pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej;
- 3) do VI grupy przyłączeniowej pobiera się opłatę na podstawie rzeczywistych nakładów z tym związanych.

7. Za wymianę lub przebudowę przyłącza, bez zwiększenia mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu, opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów z tym związanych.

§ 17. 1. Stawki opłat przesyłowych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) przesyłania energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prowadzenia rozliczeń dla zgłaszających umowy sprzedaży.

2. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zwane dalej „stawkami systemowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) jakościowy stawki systemowej;
- 2) wyrównawczy stawki systemowej.

3. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 3, kalkuluje się z podziałem na stawkę:

- 1) rozliczeniową;
- 2) rynkową.

4. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 4 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

6. Stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 4 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 gospodarstw domowych obliczany jest w odniesieniu na układ pomiarowo - rozliczeniowy;
- 2) zmienny stawki sieciowej - obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu dostarczenia.

§ 18. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie znamionowych:

- 1) najwyższe - obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 110 kV;
- 2) wysokie - obejmujące napięcia znamionowe 110 kV.

2. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 17 ust. 4 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie znamionowych:

- 1) wysokie - obejmujące napięcia znamionowe 110 kV;
- 2) średnie - obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV;
- 3) niskie - obejmujące napięcia znamionowe nie wyższe niż 1 kV.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych dla danej grupy taryfowej z uwzględnieniem zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej odpowiadającemu określonej poziomowi napięcia.

§ 19. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 6 pkt 1, kalkuluje się, na podstawie planowanych do poniesienia stałych kosztów uzasadnionych, z uwzględnieniem

udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 6 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 napięć znamionowych, a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów;
- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nie uwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w § 17 ust. 6 pkt 1, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 6 pkt 1, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej, oznaczony symbolem „ S_{SVn} ” [w zł za MW], lub dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym [w zł/miesiąc], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{P_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{SVn} - sumę planowanych do poniesienia w roku bazowym stałych kosztów, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

P_{Vn} - wartość mocy umownej określoną jako sumę mocy umownych planowanych do pobrania w roku bazowym z sieci przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będących operatorem oraz przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi kompleksowe, wyznaczoną zgodnie z ust. 4.

4. Wartość mocy umownej dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dla miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji poprzez określenie średniej arytmetycznej z pięciu pomiarów dokonanych w okresie od dnia 1 lipca roku $n-2$ do dnia 30 czerwca roku $n-1$, gdzie n jest rokiem obowiązywania taryfy, przy zachowaniu co najmniej 240 godzin przerw pomiędzy poszczególnymi pomiarami.

5. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 17 ust. 6 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej oznaczony symbolem „ S_{ZVn} ” [w zł/MWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{ZVn} = \frac{K_{ZVn}}{E_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{ZVn} - sumę planowanych do poniesienia w roku bazowym kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2, przenoszonych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

E_{Vn} - sumę energii elektrycznej planowanej do pobrania w roku bazowym przez odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych V_n , zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będących operatorem i przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi kompleksowe [w MW lub kWh].

§ 20. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, oznaczony symbolem „ S_{oSJ} ” [w zł/MWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSJ} = \frac{K_{SJ}}{E_{SJ}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{SJ} - koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, planowane do poniesienia w roku bazowym;

E_{SJ} - ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w roku bazowym [w MWh].

2. Koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty planowanych do zakupu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, na podstawie kosztów ich zakupu;
- 2) niezbędnej ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii, określonych jako różnica między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii w ramach mechanizmu bilansowania.

3. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, oznaczony symbolem „ $S_{oS\text{W}}$ ” [w zł/MWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oS\text{W}} = \frac{K_{S\text{W}}}{E_{SJ}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{S\text{W}}$ - koszty usług dodatkowych polegających na utrzymywaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, świadczonych przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 28, na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

poprzez wykonanie postanowień umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust.1a ustawy, zwanych dalej „umowami długoterminowymi”, kalkulowane w sposób określony w ust.4, planowane do poniesienia w roku bazowym;

E_{SJ} - ilość energii elektrycznej planowana do zużycia przez odbiorców końcowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w roku bazowym [w MWh].

4. Koszty usług dodatkowych, oznaczone symbolem „ K_{SW} ”, kalkuluje się jako roczne koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust.1a ustawy, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów długoterminowych, a planowanymi przychodami ze sprzedaży mocy i energii elektrycznej, obliczane według wzoru:

$$K_{SW} = (C_{KD} - C_{TH}) \times E_{KD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{KD} - planowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej, na podstawie umów długoterminowych, przeznaczonych do sprzedaży odbiorcom dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 28, podwyższoną o jednostkowe koszty własne obrotu tą energią i koszty ryzyka handlowego zarządcy kontraktów [w zł za MWh]; w kalkulacji ceny zakupu energii elektrycznej nie uwzględnia się planowanych przychodów ze sprzedaży rezerw mocy i usług uzyskanych od jednostek wytwórczych objętych umowami długoterminowymi;

C_{TH} - planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 28 [w zł za MWh];

E_{KD} - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży odbiorcom dla których stosuje się jeden zbiór cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 28 [w MWh];

§ 21. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 17 ust. 3 pkt 1, dla podmiotów zgłaszających grafiki handlowe, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w roku bazowym.

2. Stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 17 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się jako iloraz kosztów uzasadnionych budowy i rozwoju systemów bilansowo-rozliczeniowych oraz ich eksploatacji, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłaszanych w formie grafików handlowych, do planowanych ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową, o której mowa w § 17 ust. 3 pkt 2, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w roku bazowym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikających z rekompensat, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz.Urz.WE L 176 Z 15.07.2003), w części dotyczącej energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym, a systemami krajów nie będących członkami Unii Europejskiej.

4. Stawkę rynkową kalkuluje się jako iloraz kosztów, o których mowa w ust. 1, do ilości energii elektrycznej planowanej do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym, a systemami państw nie będących członkami Unii Europejskiej.

5. Stawkę rynkową, o której mowa w ust. 1 i 2, oznaczoną symbolem „ S_r ” [w zł/MWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_r = \frac{K_r}{E_{zk}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_r - koszty uzasadnione planowane do poniesienia w roku bazowym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikające z rekompensat, o których mowa w przepisach rozporządzenia, o którym mowa w ust.3;

E_{zk} - ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany w roku bazowym pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami państw nie będących członkami Unii Europejskiej.

§ 22. 1 Opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy zawarte w taryfie, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji usług lub czynności.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 1) wstrzymanie, przerwanie lub wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) przeniesienie licznika i urządzenia sterującego w inne uprzednio przygotowane miejsce w obrębie tego samego obiektu;
- 4) usługi pogotowia technicznego.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

2. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz koszty:

- 1) opłaty zastępczej o której mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy;
- 2) zakupu energii elektrycznej do której przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, stosownie do art. 9a ust. 6 i 8 ustawy;
- 3) uzyskania i umorzenia świadectwa pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 ustawy.

3. Koszty uzasadnione wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną, z wyłączeniem kosztów przyjętych do kalkulacji stawki opłaty abonamentowej;

2) wspólnych wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w § 13 ust.1.

§ 24. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową kalkuluje w taryfie cenę energii elektrycznej zgodnie z § 23.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniach z odbiorcami stosuje stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

§ 25. 1. Stawkę opłaty abonamentowej, o której mowa w § 6 ust.2 pkt 3, ust.3 pkt 3, ust. 4 pkt 2 i ust.5 pkt 3, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo- rozliczeniowych i ich kontrolą;
- 2) handlowej obsługi odbiorców, związanej z wystawianiem faktur i ich dostarczaniem.

2. Stawki opłaty abonamentowej, o których mowa w § 6 ust.2 pkt 3, ust.3 pkt 3, ust. 4 pkt 2 i ust.5 pkt 3, mogą być różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego.

3. W przypadku przedsiębiorstwa, o którym mowa w § 24 ust. 1, w kalkulacji stawki opłaty abonamentowej mogą być uwzględniane koszty związane z zamawianiem usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, świadczonych odbiorcom korzystającym z usługi kompleksowej.

§ 26. 1. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat na dany rok okresu regulacji, przedsiębiorstwo energetyczne ustala ceny wskaźnikowe dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej.

2. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, oznaczone symbolem „ Cw_n ”, muszą spełniać warunek określony wzorem:

$$Cw_n \leq Cw_{n-1} \times [1 + (RPI_{n-2} - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Cw_{n-1} - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji;

RPI_{n-2} - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok w którym ustalana jest cena wskaźnikowa na dany rok okresu regulacji, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %];

X_n - współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej [w %]. Współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji uwzględnia się w cenach i stawkach opłat zawartych w taryfach. Współczynnik ten na rok bazowy, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenie energii elektrycznej albo w stawce opłaty przesyłowej lub dystrybucyjnej.

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej oraz obrotu tą energią, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży oraz z opłat abonamentowych, wyliczanych według cen energii elektrycznej i stawek opłat abonamentowych planowanych na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży przyjętych do kalkulacji taryfy na rok bazowy, do ilości sprzedaży tej energii przyjętej do kalkulacji taryfy na rok bazowy;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz z opłat abonamentowych, wyliczanych na podstawie stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży tych usług w roku bazowym, do ilości dostarczonej energii elektrycznej przyjętej do kalkulacji taryfy na rok bazowy;
- 3) usług kompleksowych, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej obliczoną w sposób określony w pkt 1 i średnią cenę usług kompleksowych obliczoną w sposób określony w pkt 2, z wyłączeniem przychodów z opłat abonamentowych, które zostały uwzględnione do ustalenia średniej ceny energii elektrycznej.

4. W przychodach, określonych w ust. 3 pkt 1, nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat za:

- 1) nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) niedotrzymanie warunków umów.

5. W przychodach, o których mowa w ust. 3 pkt 2 i 3, nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat za:

- 1) przyłączenie do sieci;
- 2) usługi lub czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
- 3) nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 4) ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej;
- 5) niedotrzymanie warunków umów.

§ 27. 1. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, taryfę oraz cenę wskaźnikową ustala się na podstawie planowanych wielkości kosztów, przychodów i sprzedaży, a także na podstawie analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

2. Prowadzenie rozliczeń z odbiorcami przedsiębiorstwa energetycznego powstałego w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych polegających w szczególności na łączeniu, podziale, wydzieleniu podmiotów prawnych, dokonywane jest, do czasu zatwierdzenia nowej taryfy dla przedsiębiorstwa nowopowstałego, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach dotychczasowych, nie dłużej jednak niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

3. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 2, ustala cenę wskaźnikową w sposób określony w § 26.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną

§ 28. Wytwórca będący stroną umowy długoterminowej dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, z przedsiębiorstwem energetycznym będącym stroną tej umowy, zwanym dalej "zarządcą kontraktów", zgodnie z postanowieniami umowy długoterminowej.

§ 29. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów usług dodatkowych, oznaczonych symbolem „K_{sw}”, o których mowa w § 20 ust. 3, z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego obliczając opłatę oznaczoną symbolem „O_{sw}” [w zł za okres rozliczeniowy], według wzoru:

$$O_{sw} = S_{osw} \times E_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{osw} - składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh];

E_s - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 30. 1. Rozliczenia, między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energią elektryczną lub świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii, prowadzi się na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, rejestrowane wielkości niemierzalne oraz algorytmy ich przetwarzania na dane rozliczeniowe.

3. Dopuszcza się stosowanie w rozliczeniach wstępnych danych rozliczeniowych lub wielkości zastępczych, w sposób określony w taryfie.

§ 31. 1. Opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla danego poziomu napięć znamionowych, obliczoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe, oznaczoną symbolem „O_{poi}” [w zł za okres rozliczeniowy], oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + S_{ZVn} \times E_{pi} + k_{oi} \times S_{oS} \times E_{oi} + S_{pr} \times E_{zi} + S_r \times E_{wd}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{SVn} - składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW mocy umownej lub w zł/miesiąc dla odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym];

P_i - moc umowną określoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego

operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w MW];

- S_{ZVn} - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh];
- E_{pi} - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez danego odbiorcę, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będące operatorem oraz przez przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi kompleksowe [w MWh za okres rozliczeniowy] w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie;
- k_{oi} - współczynnik udziału odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3;
- S_{oS} - stawkę systemową określoną jako suma składników, o których mowa w § 17 ust. 2 [w zł/MWh];
- E_{oi} - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy];
- S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh];
- E_{zi} - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy]; dla odbiorców niezgłaszających umów sprzedaży energii elektrycznej $E_{zi} = 0$;
- S_r - stawkę rynkową [w zł/MWh];
- E_{wd} - ilość energii elektrycznej wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami nie będącymi członkami Unii Europejskiej, określona w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej, przedkładanych do właściwego operatora systemu [w MWh/okres rozliczeniowy].

2. Ilość energii elektrycznej, oznaczona symbolem „ E_{oi} ”, o którym mowa w ust. 1, oblicza się dla:

- 1) operatora systemu dystrybucyjnego - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 2, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem, przyłączonego do sieci tego operatora;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie będącego operatorem - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 2.

3. Współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, oznaczony symbolem „ k_{oi} ”, o którym mowa w ust. 1, ustala się dla:

- 1) odbiorców końcowych, którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej obliczony przy zastosowaniu

współczynnika $k_{oi} = k_{os} = 1$, stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji jako $k_{oi} = k_{os} = 0,1$;

- 2) odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne nie będące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby jako $k_{oi} = k_{ok}$; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{oi} = k_{ok} = [(E_{ok} + E_{os}) - k_{os} \times E_{os}] / E_{ok}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{os} , E_{ok} - ilość energii elektrycznej planowanej do zużycia w roku bazowym, odpowiednio przez tych odbiorców oraz odbiorców, o których mowa w pkt 1 [w MWh];

- 3) odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, prowadzących rozliczenia za świadczone usługi przesyłania energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako $k_{oi} = k_{or}$; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{oi} = k_{or} = (k_{os} \times E_{osr} + k_{ok} \times E_{okr}) / E_{or}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

k_{or} , k_{os} , k_{ok} - współczynniki udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalone w sposób określony w pkt 1 i 2;

E_{osr} , E_{okr} - ilość energii elektrycznej planowanej do zużycia w roku bazowym przez odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1 i 2, przyłączonych do sieci operatora oraz odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, nie będącego operatorem, przyłączonego do sieci dystrybucyjnej danego operatora [w MWh];

E_{or} - ilość energii elektrycznej równa sumie E_{osr} , E_{okr} [w MWh].

4. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ O_{pw} ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej, [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{pw} = S_{pr} \times E_z$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh];

E_z - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych [w MWh za okres rozliczeniowy];

5. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej oznaczoną symbolem „ O_{pn} ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się sprzedażą lub jej obrotem, [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{pn} = 0,5 \times S_{pr} \times (E_{sn} + E_{zn}) + S_r \times E_{wp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{pr} - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh];

E_{sn} - ilość energii elektrycznej, określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, odbieraną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy];

E_{zn} - ilość energii elektrycznej, określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, dostarczaną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh za okres rozliczeniowy];

S_r - stawkę rynkową [w zł/MWh];

E_{wp} - ilość energii elektrycznej przeznaczonej do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami nie będącymi członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej, przedkładanych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego [w MWh za okres rozliczeniowy].

5. Opłatę za usługi dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ O_{povi} ”, świadczone między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na tym samym poziomie napięć znamionowych, [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{povi} = \sum_{i=1}^m (S_{svn} \times P_{vi} + S_{zvn} \times E_{pi})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{svn} - składnik stały stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MW];

P_{vi} - moc umowną, określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW];

S_{zvn} - składnik zmienny stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MWh];

E_{pi} - ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 32. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odrębnej umowie zawartej z innym operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ustalić inny, niż określony w § 31 ust. 5 sposób rozliczenia opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej na tym samym poziomie napięcia znamionowego, pod warunkiem równego traktowania podmiotów korzystających z sieci dystrybucyjnych.

§ 33. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych, ustalonych w taryfie.

2. Okres rozliczeniowy nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy wynosi miesiąc lub więcej, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie.

3. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 3, powstanie nadpłata lub niedopłata za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne niezwłocznie zawiadamia o tym odbiorców.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobraną energię elektryczną:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca w terminie określonym w zawiadomieniu, o którym mowa w ust.4, nie krótszym niż 7 dni od dnia otrzymania zawiadomienia o nadpłacie, nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury, wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 34. Rozliczenia za dostarczaną energię elektryczną są dokonywane na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży, albo umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

§ 35. 1. W przypadku stwierdzenia błędów, w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.

§ 36. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 35 ust. 1, jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawę do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo - rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta faktury. W wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 37. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 35 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 38. 1. Za niedotrzymanie określonych odrębnymi przepisami, dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od napięcia znamionowego, oblicza się bonifikatę, oznaczoną symbolem „W_{UT}” [w zł]:

- 1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w danym okresie doby, w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left(\frac{\Delta U}{10\%} \right)^2 \times A_T \times C_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ΔU - wartość odchylenia napięcia od określonych odrębnymi przepisami dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego [w %];
- A_T - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii];
- C_T - cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych, odrębnymi przepisami, dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

- 2) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w danym okresie doby, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \times C_T + b_{rT} \times t_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- A_T - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii];
- C_T - cenę energii elektrycznej określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych, odrębnymi przepisami, dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];
- b_{rT} - ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych odrębnymi przepisami dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego w danym okresie doby [w zł za godzinę];
- t_T - łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie, określonym odrębnymi przepisami, dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego w danym okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii; ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub odrębnych przepisach.

3. W okresie, w którym nie były dotrzymane standardy jakościowe obsługi odbiorców, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii elektrycznej w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby

godzin, w których standardy jakościowe obsługi odbiorców nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 39. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie stanowi inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty w następującej wysokości:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy - w wysokości 1/150 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwano z powodu awarii sieci - w wysokości 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/150 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - w wysokości 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/1000 wynagrodzenia o którym mowa w pkt 1.

§ 40. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w odrębnych przepisach, odbiorcom, na ich wniosek, przysługują bonifikaty, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wniosek, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia jego złożenia.

§ 41. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, albo umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający tę energię, opłatami w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla jednostrefowej grupy taryfowej do której ten podmiot byłby zakwalifikowany, zgodnie z kryteriami określonymi w § 7 ust.1, przyjmując ryczałtowe ilości zużycia energii elektrycznej określone w taryfie i wielkość mocy wynikającą z sumy zainstalowanych odbiorników.

2. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo - rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami, w przypadku:

- 1) udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej do której jest zakwalifikowany odbiorca, przyjmując wielkości mocy umownej i zużycia tej energii, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po jego ustaniu; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej;
- 2) gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej do której jest zakwalifikowany odbiorca, na podstawie mocy umownej oraz ryczałtowych ilości energii elektrycznej w wysokości określonej w taryfie.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

4. Ryczałtowe ilości energii, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, są określane w taryfach jako ilości maksymalne i przedsiębiorstwo przy ustalaniu opłat może zastosować ilości mniejsze, uwzględniając rzeczywiste możliwości pobierania energii elektrycznej przez danego odbiorcę wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej:

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb na zabezpieczeniu głównym, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu, w miejsce zerwanych przez odbiorcę plomb lub przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;
- 4) założenie, w miejsce zerwanej przez odbiorcę plomb na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy, lub naruszenie tej plomb.

§ 42. 1. W okresie rozliczeniowym opłacie podlega ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$.

2. Rozliczeniom za ponadumowny pobór energii biernej w okresie rozliczeniowym podlega jej pobór w strefach, odpowiadających strefom w jakich następuje sprzedaż energii czynnej. Jeżeli zainstalowany u odbiorcy układ pomiarowo - rozliczeniowy nie pozwala na przeprowadzenie rozliczeń energii biernej w strefach, to rozliczenie dokonywane jest całodobowo.

3. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$, jest określana na etapie wydawania warunków przyłączenia albo w umowie o świadczenie usług przesyłowych, w umowie o świadczenie usług dystrybucyjnych lub w umowie o świadczenie usługi kompleksowej. Zastosowanie wartości $\text{tg}\varphi_0$ w przedziale 0,2-0,4, poprzedza się indywidualną ekspertyzą uzasadniającą wprowadzenie niższego współczynnika. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowach, do rozliczeń przyjmuje się $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$.

4. Opłatę o której mowa w ust. 1, oznaczoną symbolem „Ob”, oblicza się według wzoru:

$$O_b = 2 \sum_{k=1}^n S_{ZVnk} \left(\sqrt{\frac{1 + \text{tg}^2 \varphi_k}{1 + \text{tg}^2 \varphi_0}} - 1 \right) A_k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S_{ZVnk} - składnik zmienny stawki sieciowej dla strefy czasowej „k” danej grupy taryfowej, w której jest rozliczany odbiorca [w zł/MWh lub zł/kWh];

$\text{tg}\varphi_k$ - współczynnik mocy dla strefy czasowej „k” danego okresu rozliczeniowego;

$\text{tg}\varphi_0$ - umowny współczynnik mocy;

A_k - ilość energii czynnej pobranej w strefie czasowej „k” [w MWh lub kWh];

n - ilość rozliczeniowych stref czasowych.

§ 43. 1. Za przekroczenie w okresie rozliczeniowym mocy umownej, określonej w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo w umowie o świadczenie usług kompleksowych, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej oraz :

1) sumy maksymalnych nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną 15 minutową, wyznaczanych z rozdzielczością 1 minutową, w cyklach godzinnych, lub

2) maksymalnej nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną 15 minutową, o ile układ pomiarowo – rozliczeniowy nie pozwala na zastosowanie sposobu , o którym mowa w pkt 1.

2. 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.

3. Opłaty za przekroczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w odniesieniu do miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej.

Rozdział 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 44. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia obowiązują do dnia określonego w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających taryfy.

§ 45. Do spraw wszczętych, a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, stosuje się przepisy niniejszego rozporządzenia.

§ 46. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 105, poz. 1114).

§ 47. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Minister Gospodarki

ZA ZGODNOŚĆ POD WZGLĘDEM
PRAWNYM I REDAKCYJNYM

DYREKTOR
BIURA PRAWNEGO
Urszula Kulisiwicz
RADCA PRAWNY
12.02.2008

Uzasadnienie

Projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, jest konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 4 marca 2005r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005r., Nr 62, poz. 552). Nowelizacja dostosowywała ustawę do prawa Unii Europejskiej, a zwłaszcza dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylająca dyrektywę 96/92/WE. W szczególności wprowadzono do treści Prawa energetycznego pojęcie operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego i określono ich zadania. Doprecyzowano przepisy regulujące kwestie dostępu do świadczenia usług przesyłania oraz przepisy dotyczące zawierania umów przesyłowych i umów sprzedaży energii elektrycznej oraz obowiązków przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

W związku z ustawą z dnia 4 marca 2005 r. w stosunku do obowiązującego rozporządzenia rozszerzono zakres regulacji wynikający z art. 46 ust. 3 i 4 ww. ustawy. Ponadto:

W rozdziale I Przepisy ogólne w § 2 zweryfikowano definicje pojęć używanych w rozporządzeniu, doprowadzając do ujednoczenia pojęć zawartych w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad i warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, wykreślając również te, które zawarte są w ustawie.

W rozdziale 2 „Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat”:

- wykreślono dotychczasowy par. 3 ponieważ powieliła art. 45 ust.1 ustawy,
- przeredagowano zapisy dotyczące zawartości taryf dla każdej koncesjonowanej działalności,
- skreślono w par. 8 ust. 3 z uwagi na nieaktualność zapisu,
- skreślono w par.8 ust. 4 - ustalanie cen lub stawek jednoskładnikowych w taryfach dla odbiorców o małym zużyciu pogłębia subsydiowanie

W rozdziale 3

- przeredagowano zapisy dotyczące kalkulacji cen i stawek opłat w związku z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność dotyczącą wytwarzania, przesyłania oraz dystrybucji,
- wykreślono dotychczasowy par. 15 z uwagi na zmiany regulacji w ustawie, dotyczące produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji,
- określono szczegółowe zasady ustalania opłat za przyłączenie w tym sposób kalkulowania stawek opłat za przyłączenie

W dotychczasowym par. 17 (obecnie 16)

- wykreślono składnik rekompensujący- w związku ze zwolnieniem od 1 stycznia 2005 roku przez Prezesa URE /na pdst. art. 49 ustawy / z obowiązku przedkładania taryf energii elektrycznej do zatwierdzania, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, które zajmują się wytwarzaniem energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi zakupu na podstawie przepisu art. 9a ust. 8 ustawy. Mechanizm wypłacania rekompensat za energię przestaje funkcjonować, w ramach rynku energii skojarzanej poziom cen ustalany będzie w relacji podaży i popytu,

- odstąpiono od naliczania stawki rozliczeniowej za usługi dystrybucji z uwagi na trudności w określeniu podstawy do naliczania tej stawki,
- dokonano podziału i stanowienia stawek opłat, uwzględniając podział działalności sieciowej na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej,
- w par.19 w związku ze zmianą definicji mocy umownej dodano ust. 4. Ust. 4 obowiązującego rozporządzenia jest obecnie ust.5.
W zapisach uwzględniono również podział działalności sieciowej na przesyłanie i dystrybucję. Doprecyzowano również, że koszty niezbędne do wyznaczenia składnika w ust. 3 ponoszone są przez przedsiębiorstwo energetyczne, a następnie przenoszone na odbiorców zaliczanych do danej grupy taryfowej,
- W par. 20 skreślono ust. 3 i 4 – w związku ze zmianą zasad rozliczeń za zakupioną energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, podanych wyżej. Zapis tego par. odnosi się do operatora systemu przesyłowego OSP, zgodnie z zawartym w § 16 podziałem opłat przesyłowych, powinien być podmiotem odpowiedzialnym za kalkulację stawki systemowej opłaty przesyłowej. Ponadto doprecyzowano, że ilość energii E_{sT} dotyczy zużycia przez odbiorców końcowych,
- W par. 21 skreślono ust. 3 w związku z eliminacją stawki rozliczeniowej z opłat dystrybucyjnych. Par. ten uzupełniono o zapisy dotyczące kalkulacji stawki rynkowej, wynikającej z rekompensat o których mowa w art. 46 ust. 4 pkt 5 lit. c ustawy,
- par. 22 uzupełniono o dodatkowe zapisy,
- par. 23 uzupełniono o dodatkowe elementy wynikające z art. 9a ust. 1 pkt 1, ust.1 pkt 2 i ust. 6i 8 ustawy,
- dodano nowy par. 24 dotyczący przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe
- Skreślono dotychczasowy par.27 w związku z koniecznością eliminacji subsydiowania skrótnego.

W rozdziale „Szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną:

- w dotychczasowym par. 29 - (obecnie par. 28) zmiana zapisu składnika E_s – ponieważ rozliczenia za zrealizowane usługi dodatkowe dokonywane jest w oparciu o dane rzeczywiste ilości energii elektrycznej zużytej w danym okresie rozliczeniowym (miesiącu kalendarzowym) przez odbiorców końcowych. Dane planowane są natomiast wykorzystywane przy kalkulacji poszczególnych stawek opłat przesyłowych, w tym przy kalkulacji składnika wyrównawczego stawki systemowej. Podobny mechanizm ma miejsce obecnie, gdzie usługę dodatkową rozlicza się w oparciu o dane wykonane – zgodnie z obecnie obowiązującym § 30 rozporządzenia taryfowego z dnia 23.04.2004 r.
- Skreślono dotychczasowy par. 31 w związku ze skreśleniem stawki rekompensującej
- W dotychczasowy par. 33 (obecny 31) ust. 1. uwzględniono podział działalności sieciowej na przesyłanie i dystrybucję. Doprecyzowano zapis ust. 2. Skreślono dotychczasowy ust. 3 z uwagi na eliminację stawki rozliczeniowej. Kolejne w tym par. ustępy zostały przeniebrane
- Par. 34 (obecnie 32) doprecyzowano w celu umożliwienia innego sposobu prowadzenia rozliczeń pomiędzy operatorami systemu dystrybucyjnego, związanego z przepływami energii na

połączeniach sieci dystrybucyjnej na tym samym poziomie napięcia znamionowego. Inny niż w § 31 ust. 5 sposób rozliczeń został wprowadzony, gdyż przepływy te w większości mają charakter zmienny (np. występują częste zmiany kierunku i wielkości przepływów) oraz często mają charakter przypadkowy, związany z aktualną sytuacją w KSE (np. spowodowane zmienną pracą wytwórcy, wyłączeniami elementów sieci, itp.)

- W dotychczasowym par. 41 (obecny 38) zmiany redakcyjne -napięcie znamionowe jest parametrem przewidzianym przez producenta urządzeń do pracy danego urządzenia np. linii elektroenergetycznej, w okresie pracy ciągłej, bez pojawiania się skutków ubocznych powodujących jego szybsze zużycie lub uszkodzenie. Natomiast odchylenie napięcia odnosi się do poziomu napięcia jakie fizycznie występuje w danej chwili w stosunku do poziomu napięcia znamionowego.
- W dotychczasowym par. 42 (obecny par. 39) wprowadzono bonifikaty w wysokości odpowiadającej 1/150, 1/30, 1/300, 1/15 1/1000 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".
- w par. 42 obecnego projektu określono sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej,
- w par. 43 obecnego projektu określono sposób ustalania opłat za przekroczenie mocy.

Wejście w życie rozporządzenia w proponowanym brzmieniu nie spowoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany zostanie konsultacjom społecznym z następującymi organizacjami i instytucjami:

1. Urząd Regulacji Energetyki,
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
3. PSE-Operator S.A.,
4. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
5. Polski Komitet Energii Elektrycznej,
6. Izba Energetyki Przemysłowej,
7. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8. Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej,
9. Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
10. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
11. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
12. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa,
13. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
14. Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
15. Towarowa Giełda Energii S.A.,
16. Towarzystwo Obrotu Energią,

17. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej,
18. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
19. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej VIS VENTI,
20. Polskie Towarzystwo Biomasy – Polbiom,
21. EC BREC / Instytut Energetyki Odnawialnej,
22. Polska Geotermalna Asocjacja,
23. Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
24. Stowarzyszenie Polskich Energetyków,
25. Stowarzyszenie Uczestników Wolnego Rynku Energii.

II. Skutki wprowadzenia rozporządzenia

1. Wpływ na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego.

Wejście w życie zmian przedmiotowego rozporządzenia nie spowoduje wydatków budżetu państwa.

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

Projektowane rozporządzenie wprowadza zmiany w zasadach kalkulacji cen i stawek opłat w związku z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność dotyczącą wytwarzania, przesyłania oraz dystrybucji, a w przypadku obrotu uwzględniania w kosztach uzasadnionych marży związanej z ryzykiem prowadzonej działalności.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Jednym z głównych celów nowelizacji rozporządzenia jest wspomoczenie procesów budowy konkurencyjnego rynku energii w Polsce, co przełoży się na wzrost konkurencyjności wewnętrznej i zewnętrznej polskiej gospodarki.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Nie przewiduje się wpływu projektowanego rozporządzenia w powyższym zakresie

6. Skutki prawne związane z wejściem w życie projektowanego aktu.

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zapisów ustawy z dnia 4 marca 2005r. *o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska*, dostosowujących przepisy do prawa UE, oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu przepisów rozporządzenia.