

# **ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI**

**z dnia 14 grudnia 2000 r.**

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

(Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7)

Na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099) zarządza się, co następuje:

## **Rozdział 1**

### **Przepisy ogólne**

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania i kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu energią elektryczną,
- 2) rozliczeń w obrocie energią elektryczną między przedsiębiorstwem energetycznym i odbiorcami energii elektrycznej.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie - należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne,
- 2) operatorze - należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu rozdzielczego,
- 3) operatorze systemu przesyłowego - należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze całego kraju, za pomocą sieci przesyłowej,
- 4) operatorze systemu rozdzielczego - należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na określonym w koncesji obszarze kraju, za pomocą sieci rozdzielczej,
- 5) grupie przyłączeniowej - należy przez to rozumieć grupę podmiotów przyłączanych do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
  - a) grupa I - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
  - b) grupa II - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV, oraz podmioty przyłączane do sieci rozdzielczej, które wymagają dostaw energii elektrycznej o parametrach innych niż standardowe, albo podmioty posiadające jednostki wytwórcze współpracujące z taką siecią,
  - c) grupa III - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
  - d) grupa IV - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, 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 przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, 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 przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłączenie, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączeniem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok,

6) miejscu dostarczania - należy przez to rozumieć punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane dostarczać energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług przesyłowych albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej,

7) sieci przesyłowej - należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

8) sieci rozdzielczej - należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV,

9) systemie elektroenergetycznym - należy przez to rozumieć sieci wraz z przyłączonymi do nich instalacjami służącymi do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, posiadające zdolność do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania wymagań obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami,

10) małym systemie wydzielonym - należy przez to rozumieć sieć z przyłączonymi do niej instalacjami do wytwarzania i odbierania energii elektrycznej, w której roczny pobór energii przez odbiorców końcowych nie przekracza 2,5 TWh, a wymiana energii elektrycznej z krajowym systemem elektroenergetycznym nie przekracza 5% całkowitego poboru tej energii, zarządzaną przez jednego operatora,

11) układzie pomiarowo-rozliczeniowym - należy przez to rozumieć liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów i rozliczeń,

12) jednostce wytwórczej - należy przez to rozumieć wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej, opisany za pomocą danych technicznych i handlowych,

13) mocy przyłączeniowej - należy przez to rozumieć moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, służącą do zaprojektowania przyłączenia, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut,

14) mocy umownej - należy przez to rozumieć moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut lub, jeżeli urządzenia pomiarowe na to pozwalają, w okresie godziny,

15) rezerwie mocy - należy przez to rozumieć nie wykorzystaną w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do podjęcia wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci,

16) usługach systemowych - należy przez to rozumieć usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej, świadczone przedsiębiorstwu zajmującemu się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej przez inne podmioty,

17) ofercie bilansującej - należy przez to rozumieć zbiór danych handlowych i technicznych stanowiący ofertę produkcyjno-cenową zwiększenia części przyrostowej lub zmniejszenia części redukcyjnej - produkcji lub poboru energii dla zbioru miejsc dostarczania, dla których

sporządza się grafiki obciążeń, składaną operatorowi systemu przesyłowego,

18) uzasadnionych kosztach - należy przez to rozumieć koszty określone na podstawie przepisów ustawy i niniejszego rozporządzenia przy zachowaniu należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów, niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług przesyłowych,

19) subsydiowaniu skrośnym - należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców,

20) odbiorcy końcowym - należy przez to rozumieć odbiorcę, który całość kupowanej energii elektrycznej zużywa na własne potrzeby,

21) autoprodukcji - należy przez to rozumieć odbiorcę, który ponad 50% zużywanej na własne potrzeby energii elektrycznej produkuje we własnych źródłach,

22) grupie taryfowej - należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających energię elektryczną lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w tę energię, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania,

23) rynku bilansującym - należy przez to rozumieć część rynku konkurencyjnego, o którym mowa w art. 49 ustawy, na którym dokonywane są przez operatora systemu przesyłowego rozliczenia usług, zapewniające stałe równoważenie bilansu energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, ciągłość, niezawodność i jakość dostaw tej energii, realizowane na podstawie zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej i ofert bilansujących na każdą godzinę doby,

24) grafiku obciążeń - należy przez to rozumieć zbiór danych określających wielkość poboru lub wprowadzenia energii elektrycznej dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się zbiór takich danych w poszczególnych godzinach,

25) okresie regulacji - należy przez to rozumieć okres obowiązywania współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 15 ust. 1 lub w § 26 ust. 2.

## **Rozdział 2**

### **Szczegółowe zasady kształtowania taryf**

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne opracowuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie uzasadnionych kosztów, w zakresie określonym w art. 45 ustawy,
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną, rodzaju odbiorców i charakteru ich zapotrzebowania na energię elektryczną.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) grupy taryfowe,
- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,

3) bonifikaty i upusty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dostaw energii elektrycznej,

4) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych, odpowiednio do uzasadnionych kosztów.

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 lub w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

§ 6. 1. Taryfę ustala się na okres 12 miesięcy kalendarzowych, z zastrzeżeniem ust. 2, zwany dalej "rokiem obowiązywania taryfy", który rozpoczyna się od dnia 1 lipca każdego roku.

2. W przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej lub podjęcia przez przedsiębiorstwo nowego rodzaju działalności gospodarczej, taryfa może być ustalona na inny okres niż określony w ust. 1, nie dłuższy niż 24 miesiące.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zwane dalej "wytwórcą", ustala w taryfie:

1) ceny energii elektrycznej,

2) stawki opłat za rezerwy mocy,

3) stawki opłat za usługi systemowe,

4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,

5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej ustala w taryfie:

1) stawki opłat za przyłączenie do sieci,

2) stawki opłat za usługi przesyłowe, zwane dalej "stawkami opłat przesyłowych",

3) stawki opłat abonamentowych,

4) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,

5) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną ustala w taryfie:

1) ceny energii elektrycznej,

2) stawki opłat abonamentowych,

3) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 8. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest w zależności od poziomu uzasadnionych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczoną energię elektryczną do tych odbiorców, według następujących kryteriów:

1) poziomu napięcia sieci, z której dostarczana jest 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.

2. Ceny i stawki opłat, o których mowa w § 7, 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.

3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców, którzy nie nabyli prawa do korzystania z usług przesyłowych lub nie korzystają z tego prawa, zwanych "odbiorcami taryfowymi", kupujących rocznie więcej niż 10 MWh energii elektrycznej, kalkuluje się co najmniej dla dwóch okresów doby, a dla kupujących rocznie więcej niż 10 GWh energii elektrycznej - kalkuluje się co najmniej dla trzech okresów doby i dwóch okresów roku.

4. Podział odbiorców, o którym mowa w ust. 1, może uwzględniać wyodrębnioną grupę odbiorców taryfowych zużywających rocznie mniej niż 1000 kWh energii elektrycznej, dla których mogą być kalkulowane jednoskładnikowe stawki opłat za dostarczoną energię elektryczną.

§ 9. 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) ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe, dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 8 ust. 1, może być, dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej, zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, ma prawo wyboru jednej spośród tych grup, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, 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.

### **Rozdział 3**

#### **Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat**

§ 10. Uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną określa się na podstawie:

- 1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań,
- 2) planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10 pkt 1, ustala się zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz z zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, są planowane wielkości, o których mowa w ust. 3, i koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok okresu regulacji, określane na podstawie sprawozdania finansowego, zbadanego zgodnie z przepisami o rachunkowości.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1, określa się, przyjmując ustalone dla pierwszego roku okresu regulacji planowane wielkości, w tym ilość sprzedanej energii elektrycznej i wielkość mocy umownej.

§ 12. 1. Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w § 10 pkt 2, ustala się jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji.

2. Koszty, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie:

1) wytwarzania energii elektrycznej - planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska, dla źródeł energii elektrycznej,

2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej - planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

3. Koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska, o których mowa w ust. 1 i 2, obejmują w szczególności:

1) odpisy amortyzacyjne, obliczone zgodnie z obowiązującymi przepisami dla środków trwałych przekazywanych do eksploatacji w wyniku inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony środowiska,

2) odsetki od kredytów zaciągniętych na realizację tych inwestycji oraz koszty finansowe związane z obsługą tych kredytów,

3) koszty kalkulacyjne, związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji w zakresie kosztów robocizny, zużycia materiałów, paliw, energii, wody, usuwania odpadów, transportu, remontów i innych kosztów, wynikających z rodzaju urządzeń i instalacji oraz warunków ich pracy.

§ 13. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, w tym koszty modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat ustalonych w taryfie mogą obejmować koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przedsięwzięć i usług, o których mowa w art. 45 ust. 2 i 3 ustawy.

§ 14. 1. Wytwórca kalkuluje, z zastrzeżeniem § 15, ustalone w taryfie:

1) ceny energii elektrycznej - na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i jednostkowych kosztów zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4, wyrażone w złotych za MWh,

2) stawki opłat za rezerwy mocy - na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3, wyrażone w złotych za MW za godzinę,

3) stawki opłat za usługi systemowe - na podstawie uzasadnionych kosztów stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty produkcji 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 złotych za godzinę lub miesiąc lub w złotych za MW za godzinę, lub złotych za MW za miesiąc,

2) składnik zmienny - za świadczenie usług systemowych, wyrażony w złotych za MWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

kjs - jednostkowe koszty stałe [w zł/MWh],

Ksw - koszty stałe planowane na rok obowiązywania taryfy, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, dla których kalkulowane są ceny i stawki opłat, ustalone na podstawie uzasadnionych kosztów eksploatacji tych jednostek oraz uzasadnionych kosztów wynikających z nakładów na rozwój i modernizację tych jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł],

Pdwi - moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej sprzedawanej w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],

Pdri - moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh],

n - liczbę godzin, planowaną odpowiednio do mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem "Pdwi" albo mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem "Pdri", w danym roku obowiązywania taryfy.

4. Jednostkowe koszty zmienne, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

kjz - jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh],

Kzp - koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w danym roku obowiązywania taryfy dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł],

Kze - koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska przyrodniczego oraz za składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

Kzw - pozostałe koszty zmienne planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w danym roku obowiązywania taryfy [w zł],

Ejw - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w danym roku obowiązywania taryfy [w MWh].

§ 15. 1. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oblicza się według wzoru:

$$Cs = Ck \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100] + 1,5 \times SzV_{n+1} + 1$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Cs - cenę energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

Ck - średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy [w zł/MWh],

RPI<sub>n-1</sub> - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku kalendarzowym poprzedzającym rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %],

X<sub>n</sub> - współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku obowiązywania taryfy [w %],

SzV<sub>n+1</sub> - składnik zmienny stawki sieciowej ustalony w taryfie przez przedsiębiorstwo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu o jeden poziom wyższy niż sieć, do której jest przyłączona jednostka wytwórcza wytwarzająca energię elektryczną w skojarzeniu [w zł/MWh].

2. Przez pełne skojarzenie, o którym mowa w ust. 1, rozumie się wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%, obliczoną jako średnioroczna w danym roku obowiązywania taryfy.

3. Średnią cenę energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych C<sub>k</sub>, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz przychodów ze sprzedaży tej energii, rezerw mocy i usług systemowych, z uwzględnieniem opłat wyrównawczych, o których mowa w § 29 ust. 2, oraz ilości sprzedanej energii. Do obliczeń stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę.

4. Cenę energii elektrycznej wytworzonej przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło mniejszą niż 65%, obliczoną jako średnioroczna w danym roku obowiązywania taryfy, ustala się w taryfie w sposób określony w § 14.

5. Taryfy dla energii elektrycznej i ciepła, dla źródeł, w których występuje skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, ustala się dla tego samego okresu.

6. Cena energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, o której mowa w ust. 1 i 4, może być różnicowana dla okresów doby i roku w zależności od zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną.

§ 16. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, dla okresu regulacji, oddzielnie dla każdej grupy przyłączeniowej w przeliczeniu na:



1) jednostkę mocy przyłączeniowej lub

2) jednostkę długości odcinka sieci od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwoleń na budowę, na zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów z uwzględnieniem długości tych odcinków, na wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z nadzorem, na wykonanie niezbędnych prób oraz opłaty za zajęcie terenu.

3. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 1, różnicuje się w zależności od rodzaju elementów stosowanych do budowy odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów oraz standardów jakościowych dostaw energii elektrycznej.

§ 17. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 7 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki:

1) sieciowe,

2) systemowe,

3) rozliczeniowe.

2. Stawkę systemową, o której mowa w ust. 1 pkt 2, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na składniki:

1) jakościowy,

2) rekompensujący,

3) wyrównawczy.

§ 18. 1. Stawki sieciowe, o których mowa w § 17 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na następujące poziomy napięć znamionowych:

1) niskie - obejmujące napięcia znamionowe nie wyższe niż 1 kV,

2) średnie - obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV,

3) wysokie - obejmujące napięcia znamionowe 110 kV,

4) najwyższe - obejmujące napięcia znamionowe wyższe niż 110 kV.

2. Stawki sieciowe kalkuluje się dla sieci poszczególnych poziomów napięć znamionowych, o których mowa w ust. 1, jako stawki dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

1) stały stawki sieciowej - obliczany na jednostkę mocy umownej,

2) zmienny stawki sieciowej - obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu dostarczania.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług przesyłowych oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych od innych operatorów.

§ 19. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie uzasadnionych kosztów:

1) eksploatacji sieci danego poziomu napięć znamionowych,

- 2) wynikających z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, służących do realizacji usługi przesyłowej,
- 3) stałych przesyłania energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów,
- 4) zakupu rezerw w zdolnościach przesyłowych w sieciach należących do innych operatorów,
- 5) wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci danego poziomu napięć znamionowych, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w art. 7 ust. 6 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, na podstawie uzasadnionych kosztów:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych,
- 2) zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów,
- 3) stałych za przesyłanie energii elektrycznej, w części nie uwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w ust. 1, zgodnie z art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 1, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SSV<sub>n</sub> - składnik stały stawki sieciowej [w zł za MW],

KSV<sub>n</sub> - sumę kosztów stałych, o których mowa w ust. 1,

PV<sub>n</sub> - sumę mocy umownych pobieranych przez odbiorców, w tym innych operatorów z sieci o poziomie napięcia znamionowego V<sub>n</sub>.

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 18 ust. 2 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SZV<sub>n</sub> - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł za MWh],

KZV<sub>n</sub> - sumę kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2,

EV<sub>n</sub> - sumę energii elektrycznej pobranej z sieci o poziomie napięcia znamionowego V<sub>n</sub> przez odbiorców przyłączonych na tym poziomie napięć znamionowych, w tym operatorów, oraz przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych.

§ 20. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 1, kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SoSJ - składnik jakościowy stawki systemowej [w zł za MWh],

KSJ - koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw

energii elektrycznej,

ES - ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych, wyrażonej w MWh.

2. Koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty:

1) zakupionych, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, na podstawie cen ustalonych w taryfach lub na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, albo cen negocjowanych,

2) zakupionej, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnej ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw, określonych jako różnica między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii na rynku bilansującym.

3. Składnik rekompensujący stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 2, kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SoSS - składnik rekompensujący stawki systemowej [w zł za MWh],

KSS - koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, planowaną do zakupu w ilości wynikającej z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy, kalkulowane w sposób określony w ust. 4 [w zł],

ES - ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh].

4. Koszty oznaczone symbolem "KSS", o których mowa w ust. 3, kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSS - koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła [w zł],

Csi - cenę energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w danej jednostce wytwórczej, ustaloną w sposób określony w § 15 ust. 1 [w zł za MWh],

Cor - roczną cenę energii elektrycznej, ustaloną w sposób określany w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],

Ewsi - ilość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, w danej jednostce wytwórczej, planowaną do zakupu, przez operatora systemu przesyłowego od wytwórcy [w MWh],

m - ilość jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,

ORei - roczną, planowaną kwotę opłat rekompensujących, o których mowa w § 34, płaconych przez operatora systemu przesyłowego danemu operatorowi systemu rozdzielczego za zakupioną energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ustaloną w sposób określony w § 34 [w zł],

n - ilość operatorów systemów rozdzielczych kupujących energię wytworzoną w skojarzeniu,

RS - saldo rozliczeń za poprzedni rok kalendarzowy, planowanych i poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, określonych na podstawie ceny ustalonej w sposób, o którym mowa w § 15 ust. 1, oraz do których stosuje się opłaty rekompensujące, o których mowa w § 34; koszty zakupu obejmują koszty finansowe związane z płynnością rozliczeń [w zł].

5. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 17 ust. 2 pkt 3, kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SoSW - składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł za MWh],

KSW - 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 sprzedaży mocy i energii elektrycznej, zawartych między wytwórcami i przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej, zwanych dalej "umowami długoterminowymi", a planowanymi przychodami ze sprzedaży tych mocy i energii na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, kalkulowane w sposób określony w ust. 6 [w zł],

ES - ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh].

6. Koszty oznaczone symbolem "KSW", o których mowa w ust. 5, kalkuluje się według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSW - koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy [w zł],

Cwi - cenę energii elektrycznej z danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, ustaloną w sposób określony w § 30 [w zł za MWh],

Cor - roczną cenę energii elektrycznej, ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],

Ewpi - ilość energii elektrycznej planowanej do sprzedaży przez daną jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek [w MWh],

RUSi - planowane przychody danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek ze sprzedaży rezerw mocy i usług systemowych [w zł],

n - ilość umów długoterminowych,

KSW1 - część rocznych kosztów, o których mowa w ust. 5, obliczonych dla wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe, ustaloną w sposób określony w ust. 7 [w zł],

RW - saldo rozliczeń kosztów, o których mowa w ust. 5, za poprzedni rok kalendarzowy, oraz do których stosuje się opłaty wyrównawcze, o których mowa w § 29 ust. 2, obejmujące koszty finansowe związane z płynnością rozliczeń [w zł].

7. Koszty oznaczone symbolem "KSW1", o których mowa w ust. 6, kalkuluje się według wzoru:

$$KSW1 = (CKD - CTH) \times EKD$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSW1 - koszty [w zł],

CKD - średnią cenę, określoną na podstawie cen ustalonych w taryfach dla wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe [w zł za MWh],

CTH - planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej, określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 29 ust. 1 [w zł za MWh],

EKD - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 29 ust. 1, zakupioną od wytwórców, których umowy długoterminowe nie zostały dostosowane aneksem do realizacji jako umowy finansowe [w zł za MWh].

§ 21. 1. Operator systemu przesyłowego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 17 ust. 1 pkt 3, dla podmiotów zgłaszających grafiki obciążeń, na podstawie uzasadnionych kosztów.

2. Stawkę rozliczeniową kalkuluje się jako iloraz uzasadnionych kosztów budowy i rozwoju oraz eksploatacji systemów bilansowo-rozliczeniowych, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych w formie grafików obciążeń, do ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Stawka rozliczeniowa może być kalkulowana przez operatora systemu rozdzielczego.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej może ustalić w taryfie stawki opłat i sposób obliczania opłat pobieranych za usługi lub czynności, wykonywane na dodatkowe zlecenie przyłączonego podmiotu.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów realizacji usług lub czynności, w sposób eliminujący subsydiowanie skrośne.

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

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej,
- 2) sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 3) usługi pogotowia technicznego.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie uzasadnionych kosztów zakupu tej energii oraz uzasadnionych kosztów własnych.

2. Uzasadnione koszty zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz kosztów zakupionych usług przesyłowych, jeżeli tak stanowi umowa sprzedaży energii elektrycznej.

3. Uzasadnione koszty własne ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, w tym kosztów:

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

4. Stawkę jednoskładnikową opłaty za dostarczoną odbiorcy energią elektryczną, o której mowa w § 8 ust. 4, kalkuluje się na podstawie łącznych kosztów zakupu tej energii i świadczenia usługi przesyłowej, w przeliczeniu na jednostkę dostarczonej odbiorcy energii elektrycznej.

§ 24. Stawki opłaty abonamentowej, o której mowa w § 7 ust. 2 pkt 3 i ust. 3 pkt 2, kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą,
- 2) handlowej obsługi odbiorców, polegającej na wystawianiu faktur.

§ 25. Przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat, o których mowa w § 7, obliczonych w sposób określony w § 14 i 15 i § 19-24, dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach, o których mowa w § 12 ust. 2, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

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

2. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 1, muszą spełniać warunek określony wzorem:

$$C_{wn} \leq C_{wn-1} \times [1 + (RPI_{n-1} - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C_{wn}$  - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku okresu regulacji,

$C_{wn-1}$  - cenę wskaźnikową dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji,

$RPI_{n-1}$  - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w poprzednim roku kalendarzowym, 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 prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej [w %].

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

- 1) wytwarzania oraz obrotu energią elektryczną, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych według cen i stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży przyjętych do kalkulacji taryfy na pierwszy rok okresu regulacji, zwany dalej "okresem bazowym", do ilości sprzedaży przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy,
- 2) przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej, stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłowych oraz stawek opłat abonamentowych, wyliczanych na podstawie stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, przy uwzględnieniu wielkości i struktury sprzedaży tych usług w okresie bazowym, do ilości dostaw energii elektrycznej przyjętej do kalkulacji taryfy na okres bazowy.

4. W przychodach, o których mowa w ust. 3 pkt 1, nie uwzględnia się bonifikat i upustów oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej,

2) za niedotrzymanie warunków umów.

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

1) za przyłączenie do sieci,

2) za usługi lub czynności, o których mowa w § 22 ust. 1,

3) za nielegalny pobór energii elektrycznej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne w okresie regulacji nie może dokonać zmiany podziału odbiorców na grupy taryfowe i metod podziału kosztów wspólnych. Dokonanie takich zmian wymaga ustalenia nowego okresu regulacji.

§ 27. 1. Jeżeli ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych, przedsiębiorstwo energetyczne może wprowadzić ceny i stawki opłat dla subsydiowanych grup taryfowych, których poziom nie może być wyższy, w stosunku do ostatnio stosowanych cen i stawek opłat, o więcej niż o 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Jeżeli wzrost cen i stawek opłat, o których mowa w ust. 1, jest skutkiem eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w sposób, który powoduje, że dla określonej grupy taryfowej wraz ze wzrostem składnika zmiennego poszczególnych cen i stawek opłat następuje spadek składnika zmiennego innych cen i stawek opłat, to wzrost sumy tych składników w nowej taryfie w stosunku do sumy odpowiednich składników w poprzedniej taryfie nie może być wyższy o więcej niż 3 punkty procentowe ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym.

§ 28. 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.

## **Rozdział 4**

### **Szczegółowe zasady rozliczeń**

§ 29. 1. 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".

2. Rozliczenia, o których mowa w ust. 1, dokonuje się po każdym okresie rozliczeniowym, obliczając opłatę za energię elektryczną, która pokrywa koszty wytwarzania tej energii w części uwzględnionej w opłacie przesyłowej, zwaną dalej "opłatą wyrównawczą", jeżeli umowa długoterminowa została dostosowana aneksem do realizacji jako umowa finansowa według wzoru:

$$O_w = O_p + O_c + O_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_w$  - opłatę wyrównawczą, wyrażoną w złotych za okres rozliczeniowy,

$O_p$  - składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, obliczony w sposób określony w ust. 3,

wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

O<sub>c</sub> - składnik opłaty wyrównawczej, zależny od uzyskanej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, obliczony w sposób określony w ust. 4, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

O<sub>s</sub> - składnik opłaty wyrównawczej, zależny od ilości sprzedanej energii elektrycznej, obliczony w sposób określony w ust. 5, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy.

3. Składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem "O<sub>p</sub>", oblicza się według wzoru:

$$O_p = (C_w - C_o) \times E_{so} - RUS$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O<sub>p</sub> - składnik podstawowy opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

C<sub>w</sub> - cenę ustaloną w sposób określony w § 30 [w zł za MWh],

C<sub>o</sub> - cenę ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 1, dla danego okresu rozliczeniowego [w zł za MWh],

E<sub>so</sub> - ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym [w MWh],

RUS - przychody uzyskane ze sprzedaży rezerw mocy i usług systemowych z jednostek wytwórczych, dla których obliczane są opłaty wyrównawcze, wyrażone w złotych za okres rozliczeniowy.

4. Składnik opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem "O<sub>c</sub>", oblicza się według wzoru:

$$O_c = a_c \times (C_o - C_r) \times E_{so}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O<sub>c</sub> - składnik opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

a<sub>c</sub> - współczynnik ustalony w sposób określony w ust. 6,

C<sub>o</sub> - cenę ustaloną w sposób określony w § 31 ust. 1, dla danego okresu rozliczeniowego [w zł za MWh],

C<sub>r</sub> - cenę rynkową wyliczoną dla danego okresu rozliczeniowego jako iloraz przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy, do ilości energii sprzedanej [w zł za MWh], lecz nie niższą niż różnica cen (C<sub>w</sub> - C<sub>ws</sub>) ustalonych w sposób określony w § 30,

E<sub>so</sub> - ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w MWh.

5. Składnik opłaty wyrównawczej, oznaczony symbolem "O<sub>s</sub>", oblicza się według wzoru:

$$O_s = a_s \times (E_w - E_{so}) \times C_{ws}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O<sub>s</sub> - składnik opłaty wyrównawczej, wyrażony w złotych za okres rozliczeniowy,

a<sub>s</sub> - współczynnik ustalony w sposób określony w ust. 7,

E<sub>w</sub> - ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży w danym okresie rozliczeniowym,



ustaloną w sposób określony w § 30 [w MWh],

Eso - ilość energii elektrycznej sprzedanej w okresie rozliczeniowym [w MWh],

Cws - składnik stały ceny wymaganej, ustalony w sposób określony w § 30 [w zł za MWh].

6. Współczynnik  $a_c$ , o którym mowa w ust. 4, ustala się dla:

1) jednostek wytwórczych kondensacyjnych lub grup takich jednostek; współczynnik ten w 2000 r. wynosi 0,97, a od 2001 r. jego wartość pomniejsza się w każdym kolejnym roku o 0,02,

2) jednostek wytwórczych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła; współczynnik ten w 2000 r. wynosi 0,99, a od dnia 1 stycznia 2001 r. jego wartość pomniejsza się w każdym kolejnym roku o 0,01.

7. Współczynnik  $a_s$ , o którym mowa w ust. 5, ustala się dla jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek i wynosi w 2000 r.:

1) 0,95, jeżeli iloraz Cws do Cw jest większy niż 0,6,

2) 0,90, jeżeli iloraz Cws do Cw nie jest większy niż 0,6, a jest większy niż 0,4,

3) 0,85, jeżeli iloraz Cws do Cw nie jest większy niż 0,4.

8. Wartość współczynnika, o którym mowa w ust. 7, pomniejsza się od dnia 1 stycznia 2001 r. o 0,02 w każdym kolejnym roku.

§ 30. Wielkości oznaczone symbolami "Cw", "Cws" i "Ew", o których mowa w § 29, ustala się w taryfie, na każdy rok kalendarzowy, w podziale na miesiące, dla poszczególnych jednostek wytwórczych lub grup takich jednostek określonych w umowie długoterminowej, na podstawie analiz:

1) realizacji tej umowy długoterminowej w poprzednich latach,

2) ograniczeń w sieci elektroenergetycznej,

3) jakości dostaw,

4) emisji zanieczyszczeń,

5) harmonogramów planowanych postojów jednostek wytwórczych.

§ 31. 1. Cenę oznaczoną symbolem "Co", o której mowa w § 29, ustala się dla poszczególnych okresów rozliczeniowych jako iloraz sumy przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej z jednostek wytwórczych nie objętych umowami długoterminowymi do ilości sprzedanej energii z tych jednostek. Do obliczeń stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę.

2. Roczną cenę oznaczoną symbolem "Cor", o której mowa w § 20 ust. 4 i 6, ustala się w taryfie na dany rok obowiązywania taryfy jako cenę obliczoną w sposób określony w ust. 1, na podstawie wielkości wykonanych w poprzednim roku kalendarzowym.

3. Cena, o której mowa w ust. 1 i 2, może być ustalana na podstawie średnich cen energii elektrycznej sprzedanej na tej części rynku konkurencyjnego, o którym mowa w art. 49 ustawy, na którym ceny energii elektrycznej ustalane są dla każdej godziny.

§ 32. W przypadku niedotrzymania warunków umowy długoterminowej w zakresie ustalonych wskaźników sprawności wytwarzania energii elektrycznej, wielkości emisji zanieczyszczeń i dyspozycyjności jednostek wytwórczych, opłatę wyrównawczą, o której mowa w § 29 ust. 2,

pomniejsza się o kwotę wynikającą z tej umowy.

§ 33. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w § 20 ust. 6, z operatorem systemu przesyłowego za każdy okres rozliczeniowy, obliczając opłatę wyrównawczą według wzoru:

$$\text{OSW} = \text{SoSW} \times \text{Es}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

OSW - opłatę wyrównawczą za okres rozliczeniowy,

SoSW - składnik wyrównawczy stawki systemowej,

Es - ilość energii elektrycznej pobieraną z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego przez odbiorców oraz zużywaną przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 34. 1. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, kupując energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła po cenach ustalonych w sposób określony w § 15 ust. 1, rozlicza się z operatorem systemu przesyłowego, obliczając opłatę rekompensującą według wzoru:

$$\text{ORe} = (\text{Cs} - \text{Cor}) \times \text{Ews}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ORe - opłatę rekompensującą [w zł za miesiąc],

Cs - cenę zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, obliczoną w sposób określony w § 15 ust. 1 [w zł za MWh],

Cor - roczną cenę ustaloną na dany rok obowiązywania taryfy, w sposób określony w § 31 ust. 2 [w zł za MWh],

Ews - ilość energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, zakupionej w danym okresie rozliczeniowym po cenie oznaczonej symbolem "Cs" [w MWh].

2. Jeżeli energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła jest sprzedawana na rynku bilansującym, roczną cenę, o której mowa w ust. 1, przyjmuje się w wysokości ceny uzyskanej ze sprzedaży tej energii w danym okresie rozliczeniowym, na tym rynku.

§ 35. 1. Rozliczenia między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłowe prowadzone są na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania liczników, 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, obliczonych w sposób określony w taryfie.

§ 36. 1. Opłatę przesyłową dla danego poziomu napięć znamionowych oblicza się według wzoru:

$$\text{Opoi} = \text{SSVn} \times \text{Pi} + \text{SZVn} \times \text{Epi} + \text{koi} \times \text{SoS} \times \text{Eoi} + \text{Spr} \times \text{Ezi}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Opoi - opłatę przesyłową obliczoną dla danego odbiorcy [w zł za okres rozliczeniowy],

SSVn - składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW mocy umownej],

Pi - moc umowną określoną dla danego odbiorcy [w MW],

SZVn - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh],

Epi - ilość energii pobranej z sieci przez danego odbiorcę [w MWh za okres rozliczeniowy],

koi - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalonych dla danego odbiorcy w sposób określony w ust. 2,

SoS - stawkę systemową, określoną jako suma składników, o których mowa w § 17 ust. 2 [w zł/MWh],

Eoi - ilość energii elektrycznej pobraną z sieci przez odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 1, 3 i 4, zużytą przez odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 2, lub ustaloną dla operatorów systemów rozdzielczych jako ilość energii oznaczoną symbolem "Eor", o której mowa w ust. 2 pkt 5 [w MWh za okres rozliczeniowy],

Spr - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

Ezi - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy]; dla odbiorców nie zgłaszających umów sprzedaży energii elektrycznej  $Ezi = 0$ .

2. Współczynnik udziału odbiorcy, o którym mowa w ust. 1, ustala się dla:

1) energii przesyłanej za granicę jako  $koi = koz = 0,1$ ,

2) odbiorców będących autoproducentami i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych jako  $koi = koa = 0,5$ ,

3) odbiorców końcowych, którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji jako  $koi = kos = 0,1$ ,

4) odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 2 i 3, jako  $koi = kok$ ; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$koi = kok = [(Eok + Eoz + Eoa + Eom + Eos) - 0,1 \times (Eoz + Eos) - 0,5 \times (Eoa + Eom)] / Eok$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Eoz, Eos, Eok - ilość energii elektrycznej pobraną w poprzednim roku kalendarzowym z sieci krajowego systemu elektroenergetycznego, odpowiednio przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, 3 i 4 [w MWh],

Eoa, Eom - ilość energii elektrycznej zużytą w poprzednim roku kalendarzowym, odpowiednio przez odbiorców, o których mowa w pkt 2 [w MWh],

5) odbiorców będących operatorami systemów rozdzielczych, prowadzących rozliczenia za świadczone usługi przesyłowe z operatorem systemu przesyłowego jako  $koi = kor$ ; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$koi = kor = [koz \times Eozr + koa \times (Eoar + Eomr) + kos \times Eosr + kok \times Eokr] / Eor$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

kor, koz, koa, kos, kok - współczynniki udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych ustalane w sposób określony w pkt 1-4,

Eozr, Eosr, Eokr - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci należących do operatora systemu rozdzielczego w poprzednim roku kalendarzowym przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, 3 i 4, przyłączanych do sieci tego operatora [w MWh],

Eoar, Eomr - ilość energii elektrycznej zużytej w poprzednim roku kalendarzowym przez autoproducentów i odbiorców końcowych w małych systemach wydzielonych, przyłączonych do sieci należących do operatora systemu rozdzielczego [w MWh],

Eor - ilość energii równa sumie Eozr, Eosr, Eokr, Eomr, Eoar [w MWh].

3. Opłatę przesyłową dla wytwórców energii elektrycznej lub dostawców tej energii przesyłanej z zagranicy oblicza się według wzoru:

$$Opw = Spr \times EZ$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Opw - opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],

Spr - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

EZ - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

4. Opłatę przesyłową dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną nie przyłączonych do sieci należących do operatora, do którego zgłaszają grafiki obciążeń, oblicza się według wzoru:

$$Opn = 0,5 \times Spr \times (Esn + Ezn)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Opn - opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],

Spr - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

Esn - ilość energii elektrycznej odbieranej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy],

Ezn - ilość energii elektrycznej dostarczanej, określoną w zgłoszonych do operatora grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

5. Opłatę za usługi przesyłowe świadczone między operatorami systemu rozdzielczego, na tym samym poziomie napięć znamionowych, oblicza się według

wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Opovi - opłatę przesyłową [w zł za okres rozliczeniowy],

Ssvn - składnik stały stawki sieciowej [w zł/MW],

Pvi - moc umowną, określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW],

Szvn - składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh],

Epi - ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh za okres rozliczeniowy],

Spr - stawkę rozliczeniową [w zł/MWh],

Ezi - ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych grafikach obciążeń [w MWh za okres rozliczeniowy].

§ 37. Operator systemu rozdzielczego w odrębnej umowie zawartej z autoproducentem, operatorem małego systemu wydzielonego albo innym operatorem może ustalić inny niż określony w § 36 sposób rozliczeń opłaty za świadczone usługi przesyłowe na połączeniach sieci, pod warunkiem równego traktowania podmiotów korzystających z tych sieci.

§ 38. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe 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 okres rozliczeniowy nie może być dłuższy niż rok.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia energii elektrycznej w tym okresie.

4. 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:

1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu,

2) niedopłata doliczana jest do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

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

§ 40. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać korekty uprzednio wystawionych rachunków.

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

§ 41. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty rachunków, o których mowa w § 40 ust. 1, jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawą do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta rachunku; 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, podstawą

wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 42. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 40 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

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

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

§ 44. 1. Wysokość bonifikaty i upustu za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby, zależnie od wartości odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych, oblicza się:

1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy przysługuje upust w wysokości obliczonej według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

WUT - wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],

U - wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych, określonych w odrębnych przepisach, wartości granicznych [w %],

AT - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],

CT - cenę energii elektrycznej przyjmowaną do rozliczeń z odbiorcą, określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],

2) jeżeli wartość odchylenia napięcia znamionowego od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje upust uwzględniający bonifikatę, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$WUT = AT \times CT + brT \times tT$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

WUT - wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [w zł],

AT - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w danym okresie doby [w jednostkach energii],

CT - cenę energii elektrycznej stosowaną w rozliczeniach z odbiorcą, określoną w taryfie dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],

brT - ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia znamionowego w danym okresie doby [w zł za godzinę],

tT - łączny czas niedotrzymania poziomu 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; ilość

niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa, ustala się na podstawie poboru energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie.

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

§ 45. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, wysokość opłat, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy - opłata stanowi 1/150 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłaszanych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski",
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci - opłata stanowi 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, przerwanej z powodu awarii sieci - opłata stanowi 1/300 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie 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 - opłata stanowi 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 dostawie energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV - opłata stanowi 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 - opłata stanowi 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 - opłata stanowi 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 - opłata stanowi 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 - opłata stanowi 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1,

10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - opłata stanowi 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 - opłata stanowi 1/1000 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

§ 46. 1. Jeżeli energia elektryczna pobierana jest niezgodnie z warunkami określonymi w umowie, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie dla danej grupy taryfowej, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej nie stanowi inaczej. Opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpił pobór energii elektrycznej niezgodnie z umową.

2. Jeżeli energia elektryczna pobierana jest bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, za każdą jednostkę tak pobranej energii elektrycznej przedsiębiorstwo energetyczne obciąża pobierającego opłatami za nielegalnie pobraną energię w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla odbiorców danej grupy.

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

§ 47. 1. W przypadku nielegalnie pobieranej energii elektrycznej, za podstawę do ustalenia wielkości mocy oraz energii elektrycznej w celu obliczenia opłaty, o której mowa w § 46, przyjmuje się wielkości poboru mocy i zużycia energii elektrycznej, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem lub po ustaniu nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

2. W przypadku nielegalnie pobieranej energii elektrycznej, której ilości nie można ustalić, przyjmuje się do obliczenia opłaty za nielegalnie pobraną energię elektryczną zryczałtowane ilości określone w taryfie, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej nie stanowi inaczej.

## **Rozdział 5**

### **Przepisy przejściowe i końcowe**

§ 48. Taryfy obowiązujące przed dniem wejścia w życie ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), dostosowane w zakresie opłaty za przyłączenie i opłaty za świadczenie usług przesyłowych do przepisów art. 7 ust. 4 i art. 45 ust. 5 tej ustawy, nie później niż w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2001 r.

§ 49. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002).

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

Minister Gospodarki: J. Steinhoff

opracowanie pdf: [www.instalacjebudowlane.pl](http://www.instalacjebudowlane.pl)