



# Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Warszawa, dn. 18.03.2019 r.  
KIGEiT/1128/03/2019

**Ministerstwo Energetyki**  
ul. Krucza 36  
00-522 Warszawa

Działając w imieniu Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji (dalej „Izba” lub „KIGEiT”), w związku z opublikowanym projektem rozporządzenia w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia oraz trwającymi konsultacjami, Izba przedstawia uwagi do projektu.

## UWAGI OGÓLNE:

- 1) W Uzasadnieniu do rozporządzenia we wprowadzeniu pkt. 2 ppkt.1 ME wskazuje, że kieruje się m.in. zasadą „możliwie jak największego urynkowienia zasad określania zwrotu utraconego przychodu przedsiębiorstwom energetycznym w wyniku zastosowania ustawy”, jednak przedstawiony projekt rozporządzenia uniemożliwia przedsiębiorstwom obrotu uzyskanie zwrotu utraconego przychodu a jedynie rekompensatę z tytułu stosowania stawek z 30-06-2019
- 2) W rozporządzeniu przyjęty został uproszczony model kontraktacji energii elektrycznej przez spółki obrotu przez co projekt *rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny energii elektrycznej, średnioważonej ceny energii elektrycznej, wskaźnikach, wzorcach, itp.* nie uwzględnia indywidualnych warunków działania spółek obrotu. W podanych wzorach całkowicie nie uwzględnia się kontraktów typu W- tygodniowych, M- miesięcznych i Q – kwartalnych . Projekt nie uwzględnia również różnicy kosztów zakupu dla sprzedawców prowadzących zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym ( w tym również będących uczestnikami TGE) a sprzedawcami nieuczestniczącymi w rynku hurtowym tj. sprzedawców zakupujących energię elektryczną za pośrednictwem innych sprzedawców na cele odbiorców końcowych. Projekt rozporządzenia bazując na wartościach średnich, wskaźnikach, wzorcach, itp. nie uwzględnia indywidualnych warunków działania spółek koncesjonowanych, w naszej opinii kluczowym deficytem przyjętych przepisów ustawowych (także po nowelizacji), ale i proponowanych zapisów w rozporządzeniu jest brak zastosowania indywidualnego sposobu rozliczania rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą ze spółek obrotu. Przyjęte rozwiązania nie uwzględniają zróżnicowanej sytuacji kontraktowej każdej ze spółek i z dużym prawdopodobieństwem mogą negatywnie wpływać na kontynuację działalności większości sprzedawców na rynku. Biorąc pod uwagę niską rentowność sektora obrotu to ryzyko jest w naszej ocenie bardzo realne. W zakresie kosztów własnych oraz marży zrównano tzw. dużych sprzedawców ze sprzedawcami małymi (np. obsługującymi kilkaset odbiorców). Takie podejście wskazuje na uprzywilejowanie dużych sprzedawców, którzy wykorzystują efekt skali, bardzo kosztowne systemy informatyczne, na które małych sprzedawców nie stać. Ta-

kie uprzywilejowanie dużych odbiorców będzie nosiło znamiona wyeliminowania małych sprzedawców z rynku energii, które po przez wyższe koszty i marże zapewniają sprzedaż energii elektrycznej w zakresie indywidualnego podejścia i obsługi odbiorców.

- 3) Zawarte w projekcie rozporządzenia parametry dla współczynników A, B są wyznaczone w oparciu o krzywe zużycia, co przy uproszczonym modelu kontraktacji w dużym stopniu zaniża udział instrumentów PEAK
- 4) W projekcie rozporządzenia należy jednoznacznie wskazać przy pojęciach ceny i stawki, czy mowa jest o stawkach brutto czy netto.
- 5) Mechanizm ustalania cen z § 13 pkt 3 i 4 wydaje się wykróceniem poza treść art.5 ustawy, w którym są tylko dwa warianty: 1) ceny stosowane w dniu 31 grudnia 2018 r. ustalone w taryfie w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”; 2) nie wyższej niż ceny i stawki opłat za energię elektryczną stosowane dla odbiorcy końcowego w dniu 30 czerwca 2018 r., ustalone przez to przedsiębiorstwo w inny sposób, niż wskazany w pkt 1. Mechanizm z rozporządzenia wprowadza bowiem inne źródło tych cen niż art.5 ustawy.
- 6) Stawki dla grup taryfowych C i G powinny być dla kWh, zaokrąglenie wynikające ze stawek dla MWh oznacza straty dla spółek obrotu
- 7) W nawiązaniu do § 13 ust.8 - czy w sytuacji, gdy nowy sprzedawca naruszy termin 7 dniowy na wystąpienie do odbiorcy końcowego o fakturę lub duplikat, stosuje się ceny poprzedniego sprzedawcy na 30.06.2018 r. czy aktualnego sprzedawcy jak w mechanizmie opisanym w § 13 ust.10? Ponadto, jak ma być stosowany mechanizm z § 13 ust.8-10 jeżeli jednocześnie zmienił się sprzedawca i grupa taryfowa (§ 13 ust.3). Który sprzedawca ma dokonać ustalenia cen według zasad z § 13 ust.3?
- 8) Można mieć wątpliwości, czy uda się zrealizować mechanizm zmiany umów w terminie 30 dni od wejścia w życie rozporządzenia jak przewiduje art. 6 ustawy dla przypadków, gdy była zmiana sprzedawcy (7 dni od rozporządzenia na wystąpienie do odbiorcy końcowego o faktury, dotychczasowy 3 dni na udzielenie informacji odbiorcy, odbiorca ma 14 dni na złożenie informacji nowemu sprzedawcy – to już 25 dni, a w praktyce trzeba doliczyć czas na obrót korespondencji ). Bez ustalenia jakie ceny nowy sprzedawca ma zastosować nie może zmienić umowy, a za to ma sankcję administracyjną. W związku z powyższym proponujemy termin minimum 60 dni.

Niezależnie od powyższego w załączniku Izba przedstawia propozycje szczegółowych zmian wraz z uzasadnieniem

Prezes Zarządu



Stefan Kamiński

Załączniki:

1. Wykaz szczegółowych zmian wraz z uzasadnieniem.

## Formularz zgłoszeniowy uwag do projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia

DANE PODMIOTU ZGŁASZAJĄCEGO UWAGI	
1. <b>Nazwa podmiotu:</b>	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
2. <b>Dane teleadresowe oraz e-mail:</b>	Ul. Stępińska 22/30 00-739 Warszawa. e-mail: seip@kigeit.org.pl
UWAGI OGÓLNE	
Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem
1.	W Uzasadnieniu do rozporządzenia we wprowadzeniu pkt. 2 ppkt.1 ME wskazuje, że kieruje się m.in. zasadą „możliwie jak największego urynkowania zasad określania zwrotu utraconego przychodu przedsiębiorstwom energetycznym w wyniku zastosowania ustawy”, jednak przedstawiony projekt rozporządzenia uniemożliwia przedsiębiorstwom obrotu uzyskanie zwrotu utraconego przychodu a jedynie rekompensatę z tytułu stosowania stawek z 30-06-2019
2.	W rozporządzeniu przyjęty został uproszczony model kontraktacji energii elektrycznej przez spółki obrotu przez co projekt <i>rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny energii elektrycznej, średnioważonej ceny energii elektrycznej, wskaźnikach, wzorcach, itp.</i> nie uwzględnia indywidualnych warunków działania spółek obrotu. W podanych wzorach całkowicie nie uwzględnia się kontraktów typu W- tygodniowych, M- miesięcznych i Q – kwartalnych . Projekt nie uwzględnia również różnicy kosztów zakupu dla sprzedawców prowadzących zakup energii elektrycznej na rynku hurtowym ( w tym również będących uczestnikami TGE) a sprzedawcami nieuczestniczącymi w rynku hurtowym tj. sprzedawców zakupujących energię elektryczną za pośrednictwem innych sprzedawców na cele odbiorców końcowych. Projekt rozporządzenia bazując na wartościach średnich, wskaźnikach, wzorcach, itp. nie uwzględnia indywidualnych warunków działania spółek koncesjonowanych, w naszej opinii kluczowym deficytem przyjętych przepisów ustawowych (także po nowelizacji), ale i proponowanych zapisów w rozporządzeniu jest brak zastosowania indywidualnego sposobu rozliczania rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą ze spółek obrotu. Przyjęte rozwiązania nie uwzględniają zróżnicowanej sytuacji kontraktowej każdej ze spółek i z dużym prawdopodobieństwem mogą negatywnie wpływać na kontynuację działalności większości sprzedawców na rynku. Biorąc pod uwagę niską rentowność sektora obrotu to ryzyko jest w naszej ocenie bardzo realne. W zakresie kosztów własnych oraz marży zrównano tzw. dużych sprzedawców ze sprzedawcami małymi (np. obsługującymi kilkaset odbiorców). Takie podejście wskazuje na uprzywilejowanie dużych sprzedawców, którzy wykorzystują efekt skali, bardzo kosztowne systemy informatyczne, na które małych sprzedawców nie stać. Takie uprzywilejowanie dużych odbiorców będzie nosiło znamiona wyeliminowania małych sprzedawców z rynku energii, które po przez wyższe koszty i marże zapewniają sprzedaż energii elektrycznej w zakresie indywidualnego podejścia i obsługi odbiorców.
3.	Zawarte w projekcie rozporządzenia parametry dla współczynników A, B są wyznaczone w oparciu o krzywe zużycia, co przy uproszczonym modelu kontraktacji w dużym stopniu zaniża udział instrumentów PEAK
4.	W projekcie rozporządzenie należy jednoznacznie wskazać przy pojęciach ceny i stawki, czy mowa jest o stawkach brutto czy netto

5.	Mechanizm ustalania cen z § 13 pkt 3 i 4 wydaje się wykróceniem poza treść art.5 ustawy, w którym są tylko dwa warianty: 1) ceny stosowane w dniu 31 grudnia 2018 r. ustalone w taryfie w rozumieniu art. 3 pkt 17 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”; 2) nie wyższej niż ceny i stawki opłat za energię elektryczną stosowane dla odbiorcy końcowego w dniu 30 czerwca 2018 r., ustalone przez to przedsiębiorstwo w inny sposób, niż wskazany w pkt 1. Mechanizm z rozporządzenia wprowadza bowiem inne źródło tych cen niż art.5 ustawy.
6.	Stawki dla grup taryfowych C i G powinny być dla kWh, zaokrąglenie wynikające ze stawek dla MWh oznacza straty dla spółek obrotu
7.	W nawiązaniu do § 13 ust.8 - czy w sytuacji, gdy nowy sprzedawca naruszy termin 7 dniowy na wystąpienie do odbiorcy końcowego o fakturę lub duplikat, stosuje się ceny poprzedniego sprzedawcy na 30.06.2018 r. czy aktualnego sprzedawcy jak w mechanizmie opisanym w § 13 ust.10? Ponadto, jak ma być stosowany mechanizm z § 13 ust.8-10 jeżeli jednocześnie zmienił się sprzedawca i grupa taryfowa (§ 13 ust.3). Który sprzedawca ma dokonać ustalenia cen według zasad z § 13 ust.3
8.	Można mieć wątpliwości, czy uda się zrealizować mechanizm zmiany umów w terminie 30 dni od wejścia w życie rozporządzenia jak przewiduje art. 6 ustawy dla przypadków, gdy była zmiana sprzedawcy (7 dni od rozporządzenia na wystąpienie do odbiorcy końcowego o fakturę, dotychczasowy 3 dni na udzielenie informacji odbiorcy, odbiorca ma 14 dni na złożenie informacji nowemu sprzedawcy – to już 25 dni, a w praktyce trzeba doliczyć czas na obrót korespondencji ). Bez ustalenia jakie ceny nowy sprzedawca ma zastosować nie może zmienić umowy, a za to ma sankcję administracyjną. W związku z powyższym proponujemy termin minimum 60 dni.





UWAGI SZCZEGÓŁOWE			
Lp.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem,	Ewentualnie propozycje przepisu (korekty)
1.	Rozdział 1, § 2, pkt 1)	punkt poboru energii elektrycznej – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, w którym odbywa się bilansowanie dostaw energii elektrycznej, rozliczanie usług oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy	punkt poboru energii elektrycznej – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, w którym odbywa się bilansowanie dostaw energii elektrycznej oraz rozliczanie usług
2.	Rozdział 2; § 3, ust.2	Współczynnik A dla punktu poboru energii elektrycznej odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci: 1) niskich napięć (nie wyższe niż 1 kV), w których energia elektryczna zużywana jest na potrzeby wskazane w załączniku nr 1 do rozporządzenia (grupa G) - wynosi 0,895; 2) niskich napięć (nie wyższe niż 1 kV), w których energia elektryczna zużywana jest na inne potrzeby, niż wskazane w załączniku nr 1 do rozporządzenia (grupa C) – wynosi 0,807; 3) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2018 r. poz. 650, 1637, 1669, 2243 oraz z 2019 r. poz. 128. 5 3) średnich napięć (wyższe niż 1 kV, lecz niższe niż 110 kV) (grupa B) - wynosi 0,824; 4) wysokich napięć (nie niższe niż 110 kV) (grupa nr A) – wynosi 0,928.	Współczynnik A dla punktu poboru energii elektrycznej odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci: 1) niskich napięć (nie wyższe niż 1 kV), w których energia elektryczna zużywana jest na potrzeby wskazane w załączniku nr 1 do rozporządzenia (grupa G) - wynosi 0,777; 2) niskich napięć (nie wyższe niż 1 kV), w których energia elektryczna zużywana jest na inne potrzeby, niż wskazane w załączniku nr 1 do rozporządzenia (grupa C) – wynosi 0,802; 3) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2018 r. poz. 650, 1637, 1669, 2243 oraz z 2019 r. poz. 128. 5 3) średnich napięć (wyższe niż 1 kV, lecz niższe niż 110 kV) (grupa B) - wynosi 0,850; 4) wysokich napięć (nie niższe niż 110 kV) (grupa nr A) – wynosi 0,932.
3.	Rozdział 2; § 3, ust.3	3. Współczynnik B dla punktu poboru energii elektrycznej należącego do: 1) grupy G – wynosi 0,105; 2) grupy C - wynosi 0,193; 3) grupy B– wynosi 0,176; 4) grupy A – wynosi 0,072.	3. Współczynnik B dla punktu poboru energii elektrycznej należącego do: 1) grupy G – wynosi 0,223; 2) grupy C - wynosi 0,198; 3) grupy B– wynosi 0,150; 4) grupy A – wynosi 0,068.



4.	Rozdział 3 § 7 ust. 1 wzór	$K_{PE} = \sum_{m=M_1}^{M_2} \sum_{n=1}^N \sum_{l=1}^L \sum_{s=1}^S \left[ \left( C_{\acute{s}r_{1l,m}} + K_{P_{l,m}} - C_{2018_{l,n}} - R_{A_{l,n}} \right) \times E_{1_{l,m,n}} \right] - O_{A\&H_{l,m,n}}$ <p>gdzie poszczególne symbole oznaczają:  <math>K_{PE}</math> – kwotę różnicy ceny dla przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, wyrażoną w zł,  <math>n</math> – odbiorcę końcowego,  <math>N</math> – liczbę odbiorców końcowych przedsiębiorstwa energetycznego, którego dotyczy wniosek;  <math>m</math> – miesiąc roku 2019 r.,  <math>M_1</math> - oznaczenie pierwszego miesiąca, którego dotyczy wniosek, gdzie styczeń=1, a grudzień =12,  <math>M_2</math> - oznaczenie ostatniego miesiąca, którego dotyczy wniosek, gdzie styczeń=1, a grudzień =12,  <math>l</math> – punkt poboru energii elektrycznej n-tego odbiorcy końcowego,  <math>L</math> - liczbę punktów poboru energii elektrycznej dla n-tego odbiorcy końcowego,  <math>s</math> – strefę czasową dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math> obowiązującą na początek okresu, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w art. 8 ust. 2b ustawy,  <math>S</math> – liczbę stref czasowych stosowanych dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math> na początek okresu, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w art. 8 ust. 2b ustawy  <math>C_{\acute{s}r_{1l,m}}</math> – średnioważoną cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym, wyznaczoną dla <math>\acute{s}r_{1l,m}</math> punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math>, zgodnie z § 3 lub § 4, obowiązującą w miesiącu <math>m</math> 2019 r., wyrażoną w zł/MWh,  <math>K_{P_{l,m}}</math> – pozostałe koszty dla <math>l</math>-tego punktu poboru energii elektrycznej, obowiązujące w miesiącu <math>m</math>, obliczone zgodnie z ust. 5,</p>	$K_{PE} = \sum_{m=M_1}^{M_2} \sum_{n=1}^N \sum_{l=1}^L \sum_{s=1}^S \left[ \left( C_{\acute{s}r_{1l,m}} + K_{P_{l,m}} - C_{2018_{l,n}} - \overline{R_{A_{l,n}}} \right) \times E_{1_{l,m,n}} \right] - (O_{A\&H_{l,m,n}} - O_{A\&H_{l,m,n}})$ <p>gdzie poszczególne symbole oznaczają:  <math>K_{PE}</math> – kwotę różnicy ceny dla przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, wyrażoną w zł,  <math>n</math> – odbiorcę końcowego,  <math>N</math> – liczbę odbiorców końcowych przedsiębiorstwa energetycznego, którego dotyczy wniosek;  <math>m</math> – miesiąc roku 2019 r.,  <math>M_1</math> - oznaczenie pierwszego miesiąca, którego dotyczy wniosek, gdzie styczeń=1, a grudzień =12,  <math>M_2</math> - oznaczenie ostatniego miesiąca, którego dotyczy wniosek, gdzie styczeń=1, a grudzień =12,  <math>l</math> – punkt poboru energii elektrycznej n-tego odbiorcy końcowego,  <math>L</math> - liczbę punktów poboru energii elektrycznej dla n-tego odbiorcy końcowego,  <math>s</math> – strefę czasową dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math> obowiązującą na początek okresu, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w art. 8 ust. 2b ustawy,  <math>S</math> – liczbę stref czasowych stosowanych dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math> na początek okresu, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w art. 8 ust. 2b ustawy  <math>C_{\acute{s}r_{1l,m}}</math> – średnioważoną cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym, wyznaczoną dla <math>\acute{s}r_{1l,m}</math> punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem <math>l</math>, zgodnie z § 3 lub § 4, obowiązującą w miesiącu <math>m</math> 2019 r., wyrażoną w zł/MWh,  <math>K_{P_{l,m}}</math> – pozostałe koszty dla <math>l</math>-tego punktu poboru energii elektrycznej, obowiązujące w miesiącu <math>m</math>, obliczone zgodnie z ust. 5,</p>
----	----------------------------------	---	---

	<p><math>C_{2018l,n}</math> – cenę energii elektrycznej netto, zawierającą stawkę akcyzy rozliczanej przez 2018l,n,s przedsiębiorstwo obrotu w 2018 r., stosowaną w dniu 30 czerwca 2018 r w strefie czasowej oznaczonej symbolem s, punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l, odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n, obliczoną zgodnie z ust. 2, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>R_{A,l,n}</math> – różnicę pomiędzy wielkością akcyzy na energię elektryczną stosowaną w 2018 r. a wielkością akcyzy stosowaną w 2019 r. dla l-tego punktu poboru energii elektrycznej dla n-tego odbiorcy końcowego, w związku z art. 1 ustawy, obliczoną zgodnie z ust. 2, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>E_{1,l,m,n}</math> – prognozowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej w strefie czasowej 1 l,m,n,s oznaczonej symbolem s do punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n lub wolumen sprzedaży energii elektrycznej w strefie czasowej oznaczonej symbolem s do punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n, określony na podstawie rzeczywistych odczytów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w miesiącu m, wyrażony w MWh,</p> <p><math>O_{A\&amp;H,l,m,n}</math> – opłatę stałą netto pobieraną w 2019 r. w odniesieniu do punktu poboru energii l,m,n elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n w miesiącu m, wyrażoną w złotych..</p>	<p><math>C_{2018l,n}</math> – cenę energii elektrycznej netto, zawierającą stawkę akcyzy rozliczanej przez 2018l,n,s przedsiębiorstwo obrotu w 2018 r., stosowaną w dniu 30 czerwca 2018 r w strefie czasowej oznaczonej symbolem s, punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l, odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n, obliczoną zgodnie z ust. 2, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><del><math>R_{A,l,n}</math> – różnicę pomiędzy wielkością akcyzy na energię elektryczną stosowaną w 2018 r. a wielkością akcyzy stosowaną w 2019 r. dla l-tego punktu poboru energii elektrycznej dla n-tego odbiorcy końcowego, w związku z art. 1 ustawy, obliczoną zgodnie z ust. 2, wyrażoną w zł/MWh,</del></p> <p><math>E_{1,l,m,n}</math> – prognozowany wolumen sprzedaży energii elektrycznej w strefie czasowej 1 l,m,n,s oznaczonej symbolem s do punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n lub wolumen sprzedaży energii elektrycznej w strefie czasowej oznaczonej symbolem s do punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n, określony na podstawie rzeczywistych odczytów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w miesiącu m, wyrażony w MWh,</p> <p><math>O_{A\&amp;H,l,m,n}</math> – opłatę stałą netto pobieraną w 2019 r. w odniesieniu do punktu poboru energii l,m,n elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n w miesiącu m, wyrażoną w złotych..</p> <p><math>O_{A\&amp;H2018l,m,n}</math> – opłatę stałą netto pobieraną w 2018 r. w odniesieniu do punktu poboru energii l,m,n elektrycznej oznaczonego symbolem l odbiorcy końcowego oznaczonego symbolem n w miesiącu m, wyrażoną w złotych.</p>
--	--	---



5.	Rozdział 3 § 7 ust. 2	2. Różnicę między stawką akcyzy netto na energię elektryczną rozliczaną przez przedsiębiorstwo obrotu w 2018 r. a stawką akcyzy netto rozliczaną przez przedsiębiorstwo obrotu w 2019 r. ( $R$ ) dla punktu poboru energii elektrycznej oblicza się zgodnie ze wzorem: $R_{A_{l,m}} = A_{2018} - A_{2019}$	USUNIĘCIE			
6.	Rozdział 3 § 7 ust. 3	$K_{B_l}$ – koszty bilansowania charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną dla l- $B_l$ tego punktu poboru energii elektrycznej, publikowane zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, wyrażone w zł/MWh,,	BRAK ZASAD WSPÓŁCZYNNIKA	OBLICZANIA/	USTALANIA	
7.	Rozdział 3 § 7 ust. 3	MI – marżę dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem l , uzależnioną od łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym przez przedsiębiorstwo obrotu publikowaną zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, wyrażoną w zł/MWh	BRAK ZASAD WSPÓŁCZYNNIKA	OBLICZANIA/	USTALANIA	





8.	§ 7 ust. 6	<p>6. Koszty uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia lub poniesienia opłaty zastępczej (<math>K_{K1m}</math>), o których mowa w ust. 2, oblicza się zgodnie ze wzorem:</p> $K_{K1m} = 0,185 \times (0,4 \times K_{OZE\_2018} + 0,6 \times K_{OZE\_2019m}) + \frac{0,015}{11,63} \times (0,5 \times K_{Efekt_{OLD}} + 0,5 \times K_{Efekt_{New}}) + 0,005 \times K_{Biog}$ <p>gdzie poszczególne symbole oznaczają:</p> <p><math>K_{OZE\_2018}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>K_{OZE\_2019m}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w miesiącu m roku 2019, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>K_{Efekt_{Old}}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/toe,</p> <p><math>K_{Efekt_{New}}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF-F na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/toe,</p> <p><math>K_{Biog}</math> - średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE-BIO na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/MWh.</p>	<p>6. Koszty uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia lub poniesienia opłaty zastępczej (<math>K_{K1m}</math>), o których mowa w ust. 2, oblicza się zgodnie ze wzorem:</p> $K_{K1m} = 0,185 \times (0,6 \times K_{OZE\_2018} + 0,4 \times K_{OZE\_2019m}) + \frac{0,015}{11,63} \times (0,2 \times K_{Efekt_{OLD}} + 0,4 \times K_{Efekt_{New}} + 0,4 \times K_{OZ}) + 0,005 \times K_{Biog}$ <p><math>K_{OZE\_2018}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 lipiec 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>K_{OZE\_2019m}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w miesiącu m roku 2019, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>K_{Efekt_{Old}}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 lipiec 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/toe,</p> <p><math>K_{Efekt_{New}}</math> – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF-F na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 lipiec 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/toe,</p> <p><math>K_{OZ}</math> – wysokość opłaty zastępczej dla roku 2019, obliczoną zgodnie z art. 12 ust. 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, wyrażoną w zł/MWh,</p> <p><math>K_{Biog}</math> - średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE-BIO na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w okresie od dnia 1 lipiec 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. wyrażoną w zł/MWh.</p>
----	---------------	---	---

