

Warszawa, 2019-03-18

**Sz. P.**  
**Krzysztof Tchórzewski**  
**Minister Energii**

Dotyczy: konsultacji Rządowego Centrum Legislacji projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczania kwoty różnicy ceny oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia.

W nawiązaniu do przesłanej informacji o umieszczeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczania kwoty różnicy ceny oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia niniejszym przedstawiamy uwagi do przedmiotowego Projektu.

Propozycje uwag zamieszczone są w załączniku do naszego pisma:  
W przypadku uzyskania dodatkowych wyjaśnień proszę o kontakt z:

1. Sylwester Szczensnowicz [sylwester.szczensnowicz@osdnee.pl](mailto:sylwester.szczensnowicz@osdnee.pl)
2. Marek Dobies [marek.dobies@osdnee.pl](mailto:marek.dobies@osdnee.pl)

Z poważaniem:

Członek Zarządu OSDnEE

  
Sylwester Szczensnowicz

Członek Zarządu OSDnEE

  
Marek Dobies

Załącznik:

Formularz zgłoszeniowy z uwagami do projektu rozporządzenia Ministra Energii

Strona 1 z 1

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

## DANE PODMIOTU ZGŁASZAJĄCEGO UWAGI

- Nazwa podmiotu:**  
Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej OSDnEE
- Dane adresowe oraz e-mail:**  
Warszawa 00-682, ul. Hoża 86 lok. 410, zarzad@osdnee.pl

## UWAGI OGÓLNE

Lp.	
1.	Nie uwzględnienie różnicy kosztów zakupu dla sprzedawców prowadzących zakup e.e. na rynku hurtowym ( w tym również będących uczestnikami TGE) a sprzedawcami nieuczestniczącymi w rynku hurtowym tj. sprzedawców zakupujących e.e. za pośrednictwem innych sprzedawców na cele odbiorców końcowych.
2.	Nie określono w Rozporządzeniu czy ceny są netto czy brutto
3.	Przy tworzeniu regulacji, do prac przy przygotowaniu zarówno nowelizacji zapisów ustawy jak i rozporządzenia, pominięto przedstawicieli stowarzyszenia OSDnEE co przekłada się na brak uwzględnienia specyfiki tych przedsiębiorstw.
4.	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny energii elektrycznej, średnioważonej ceny energii elektrycznej oraz cen odniesienia, 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 rozliczenia rekompensat na podstawie faktycznie utraconych przychodów przez każdą ze spółek obrotu. Przyjęte rozwiązania nie uwzględniają różnicowanej 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.
5.	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 e.e. w zakresie indywidualnego podejścia i obsługi odbiorców.

6.	<p>Po przeprowadzonej analizie trzeba stwierdzić, iż proponowany system rekompensat nie pokryje w pełni różnicy cen (tj. ceny z tytułu rekompensat i ceny energii elektrycznej po której następuje sprzedaż do odbiorców końcowych), a to przeczy ustawie o swobodzie działalności gospodarczej, gdzie sprzedawcy nie gwarantuje się pokrycie straty w zakresie działalności koncesjonowanej poprzez nie uwzględnienie faktycznych strat ponoszonych przez sprzedawców.</p>
7.	<p>Ustalone ceny dla grup C i G powinny być w kWh bo przez zaokrąglenia Spółki traca.</p>
8.	<p>Zawarte w projekcie rozporządzenia parametry dla współczynników A i B są wyznaczone w oparciu o krzywe zużycia, co przy uproszczonym modelu kontraktacji w dużym stopniu zaniża udział instrumentów PEAK. Ponadto w przypadku małych sprzedawców, o których mowa powyżej, bardzo często profil zużycia ich odbiorców jest znacznie mniej korzystny od typowego. Pobór energii elektrycznej przez odbiorców obsługiwanych przez tzw. małych Sprzedawców jest znacząco wyższy w szczytach niż tak jak przedstawiono w średnim poborze u wszystkich odbiorców. Tak jak powyżej remedium jest uwzględnienie faktycznych kontraktów zakupowych – które zazwyczaj uwzględniają już faktyczny profil zużycia. Oparcie wyliczenia średniej ceny na faktycznych kontraktach i zwrot różnicy ceny odpowiadający różnicy pomiędzy średniej ceny na 2019 r. a cenami zakupu z 30 czerwca 2019 r. byłby najbardziej właściwym i najprostszym rozwiązaniem – zwłaszcza, że dotyczy tylko kosztu energii czarnej i nie ma potrzeby badania zmian kosztów „kolorów” i zmiany stawki podatku akcyzowego.</p>
9.	<p>Wątpliwości wzbudza, 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. Proponujemy przeanalizować zapis i przedłużyć termin minimum do 60 dni.</p>
10.	<p>W naszej ocenie jest ingerencja w ceny energii elektrycznej jako ingerencja regulowana, gdzie przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie powinny ustalać taryfy i przedstawić je Prezesowi URE do zatwierdzenia - odpowiednio do zakresu posiadanych koncesji. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami prawa odmawia jej zatwierdzenia. Zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia może Prezes URE. Zgodnie z art. 49 Prawa energetycznego, może on zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielenie zwolnienia w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Zwolnienie to może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. Przedsiębiorstwa, którym Rozporządzenie chce ustalić ceny działają właśnie w tym ramach prawnych, w warunkach tego zwolnienia. Rozporządzenie nie może modyfikować tych przepisów. Nie może ustalać cen energii elektrycznej.</p> <p><b>Zaproponowane rozwiązanie jest w sposób rażąco niezgodne z prawem UE i krajowym porządkiem prawnym</b></p>

11.	<p>W Uzasadnieniu do rozporządzenia we wprowadzeniu pkt. 2 ppkt.1 ME wskazuje nadrzędną zasadę jaką jest : „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. Pomijając możliwość stosowania jakichkolwiek standardów rynkowych w tym ujęciu, należy wskazać na niezgodność wyrażonej w uzasadnieniu intencji prawodawcy z rzeczywistymi zapisami projektowanych przepisów. Przedstawiony mechanizm nie może być uznany za realizację „jak największego urynkowania”. Jest de facto, przeciwieństwem tego postulatu.</p> <p>Co więcej w zupełności nie odpowiada to Ocenie Skutków Regulacji dla pierwotnej ustawy z 28 grudnia 2018 r., w której zapisano:</p> <p>- „3. Bezpośredni zwrot utraconego przychodu – mechanizm zwrotu różnicy cen polegający na wyptacie środków finansowych do przedsiębiorstw obrotu.</p> <p>- Możliwość ubiegania się o zwrot utraconych środków</p> <p>- 1) Trzecią zmianą, którą wprowadza ustawa, jest bezpośredni zwrot utraconego przychodu spółek obrotu. Na ten cel zaplanowano 4 mld zł. Biorąc pod uwagę, że wzrost cen energii elektrycznej waha się w granicach 60±100 zł/MWh, oraz biorąc pod uwagę obniżenie akcyzy oraz opłaty przejściowej, kwota ta powinna w całości pokryć planowane wzrosty cen wszystkich spółek obrotu w Polsce.”</p>
-----	--

### UWAGI SZCZEGÓŁOWE

Lp.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem,	Ewentualnie propozycje przepisu (korekty)
1.	§ 3	Uwzględnienie w kosztach zakupu dla sprzedawców kupującego od innych sprzedawców, narzutów tego sprzedawcy do sprzedawanej ceny energii elektrycznej.	<p>W § 3 dodać ust. 6 „średnioważoną cenę energii elektrycznej dla sprzedawców nie będących uczestnikami TGE zakupujących e.e. za pośrednictwem biura/domu Maklerskiego dla umów zawartych przed dniem 1 stycznia 2019 roku z odbiorcami końcowymi oblicza się zgodnie ze wzorze – <b>C<sub>sr</sub>2=C<sub>sr</sub>1+ M<sub>s</sub></b></p> <p><b>M<sub>s</sub></b> – Marża sprzedawcy (pośrednika) sprzedającego energię do innego sprzedawcy</p> <p>W § 9 ust 1 po słowie „K<sub>plm</sub>” dodać słowa „oraz M<sub>s</sub>”</p>

2.	§ 3, ust. 1 Wzór określający średnioważoną cenę na rynku konkurencyjnym zawiera ustalone współczynniki które określają koncentrację kontraktowania dla poszczególnych półroczy 2018, uśrednione dla całego rynku energii, powyższe założenie zupełnie pomija specyfikę kontraktowania danego sprzedawcy podczas gdy strategia zakupu jest indywidualną sprawą przedsiębiorcy.	Proponujemy zastąpić proponowane współczynniki „ 0,363, 0,637, 0,123” współczynnikiami zindywidualizowanymi dla danego sprzedawcy, wraz z oświadczeniem pod odpowiedzialnością karną. We wzorze zastąpić jej oznaczeniami wraz z definicjami np.: a, b, c.
3.	§ 4. Uwzględnienie odmiennej sytuacji małych sprzedawców energii nie kupujących energii na TGE, a wyłączenie w dwustronnych kontraktach w 2019 r. Ustawa nie wyklucza tutaj takiej indywidualizacji.	W § 4 dodać ust. 5 „W przypadku przedsiębiorstw obrotu, które dokonują zakupów energii wyłącznie od innych sprzedawców energii, bez bezpośredniego udziału na Towarowej Giełdzie Energii średnioważoną cenę energii elektrycznej Csr_2 określa się jako średnioważonej ceny stosowanej wobec tych przedsiębiorstw obrotu w miesiącu, którego dotyczy rekompensata wynikająca z zawartych w po 31 grudnia 2018 r. umów zakupu energii przez te przedsiębiorstwa obrotu na potrzeby dalszej odsprzedaży do odbiorców końcowych.  Ewentualnie dodatkowo: Csr_2 wyliczona dla tego przedsiębiorstwa obrotu w ten sposób nie może być wyższa niż 110% wartości ceny Csr_2 określonej w ust. 1 wyznaczonej dla miesiąca poprzedzającego miesiąc, którego rekompensata dotyczy i ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sposób określony w § 5 ust. 2.

4.	§7 ust. 2 oznaczenie symbolu $K_{wi}$	<p>Ponoszone koszty własne przez grupy sprzedawców są inne dla sprzedawców tzw. małych i dla sprzedawców tzw. dużych, gdzie jest wykorzystywany efekt skali, w tym są wykorzystywane zawansowane techniki informatyczne. W przypadku tzw. małych sprzedawców obsługa odbiorców odbywa się indywidualnie i ręcznie. Co szczególne zainteresowanie prze odbiorców w zakresie indywidualnej i dedykowanej obsługi, ale też niesie za sobą wyższe koszty. Ponadto jednostkowe koszty własne kształtują się odmiennie dla poszczególnych grup taryfowych – co znalazło również odzwierciedlenie w cenach zawartych w załączniku nr 2 <i>[w przypadku jeśli nie udałoby się uwzględnić najbardziej słusznej poprawki poprzez dodanie w § ust. 9.]</i></p>	<p>W definicji <math>K_{wi}</math> na końcu zapisu definiującego symbol dodać, odrębnie dla punktów poboru energii elektrycznej zakwalifikowanych wg sposobu wskazanego w § 3 ust. 2 w rozróżnieniu dla sprzedawców obsługujących powyżej i poniżej 1000 odbiorców danej grupy</p>
5.	§7 ust. 2 oznaczenie symbolu $M_i$	<p>Marża poszczególnych grup sprzedawców jest inna dla sprzedawców tzw. małych i dla sprzedawców tzw. dużych. Dla dużych sprzedawców jest wykorzystywany efekt skali i z tego tytułu marże są niskie a i tak zapewniają godziwy zysk. W przypadku tzw. małych sprzedawców obsługa odbiorców odbywa się indywidualnie i ręcznie aby uzyskać godziwy zysk marże muszą być wyższe niż u sprzedawców dużych. Przy zachowaniu takiej samej marży działalność małych sprzedawców będzie nieopłacalna i z pewnością doprowadzi ich do upadku.</p> <p>Ponadto jednostkowe koszty własne kształtują się odmiennie dla poszczególnych grup taryfowych – co znalazło również odzwierciedlenie w cenach zawartych w załączniku nr 2 <i>[w przypadku jeśli nie udałoby się uwzględnić najbardziej słusznej poprawki poprzez dodanie w § ust. 9.]</i></p>	<p>W definicji <math>M_i</math> na końcu zapisu definiującego symbol dodać, odrębnie dla punktów poboru energii elektrycznej zakwalifikowanych wg sposobu wskazanego w § 3 ust. 2 w rozróżnieniu dla sprzedawców obsługujących powyżej i poniżej 1000 odbiorców danej grupy</p>
6.	§7 ust. 5	<p>Urealnienie kosztów świadczeń pochodzenia. Zakładając prawdziwość założeń odnośnie świadczeń „białych” zmiana dotyczy świadczeń „zielonych” PMOZE_A. Dodano stratę na odliczeniu od akcyzy</p> <p><i>[w przypadku jeśli nie udałoby się uwzględnić najbardziej słusznej poprawki poprzez dodanie w § ust. 9.]</i></p>	<p><math>K_{K1m} = 0,185x(0,9xKOZE\_2018 + 0,1X KOZE\_2019)+2,85 \dots</math> bez zmian</p>



7.	§7 ust. 9	<p><b>Kwota różnicy ceny dla przedsiębiorstw nie działających na TGE</b></p>	<p>W § 7 dodać ust. 9 „W przypadku przedsiębiorstw obrotu, które dokonują zakupów energii wyłącznie od innych sprzedawców energii, bez bezpośredniego udziału na TGE średnioważoną cenę energii elektrycznej Kwotę różnicy ceny ... oblicza się wg wskaźników dla tego przedsiębiorstwa obrotu zgodnie z wzorem:</p> $\sum_{m=M_1}^{M_2} \sum_{n=1}^N \sum_{l=1}^L \sum_{s=1}^S [(C_{sr1,l,m} - C_{z2018,l,n} - R_{A,l,n}) \times E_{l,m,n}] - (O_{A\&H2019,l,m,n} - O_{A\&H2018,l,m,n})$ <p>Gdzie Cz2018,l,n oznacza cenę zakupu stosowaną wobec przedsiębiorstwa obrotu w dniu 30 czerwca 2018 r. dla danego punktu poboru.</p>
----	-----------	--	---

