

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA ENERGII ^{1), 2)}

z dnia 2017 r.

w sprawie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, określenia wskaźników ich emisji oraz wartości opałowej dla poszczególnych paliw i wartości energetycznej energii elektrycznej

Na podstawie art. 30h ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. 2016 r. poz. 1928 i 1948 oraz z 2017 r. poz. 624) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) metodykę obliczania emisji gazów cieplarnianych, w przeliczeniu na jednostkę energii z paliw innych niż biopaliwa ciekłe oraz z energii elektrycznej przez podmioty realizujące Narodowy Cel Redukcyjny;
- 2) wskaźniki emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw oraz energii;
- 3) emisję gazów cieplarnianych, w przeliczaniu na jednostkę energii z 2010 r.;
- 4) wartość opałową dla poszczególnych paliw oraz wartość energetyczną energii elektrycznej.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) biokomponenty – biokomponenty, o których mowa w art. 2 ust.1 pkt 3 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. z 2017 r. poz. 285 i 624);

¹⁾ Minister Energii kieruje działem administracji rządowej - energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

²⁾ Przepisy niniejszego rozporządzenia wdrażają postanowienia dyrektywy Rady (UE) 2015/652/WE z dnia 20 kwietnia 2015 r. ustanawiającej metody obliczania i wymogi w zakresie sprawozdawczości zgodnie z dyrektywą 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady odnoszącą się do jakości benzyn i olejów napędowych (Dz. Urz. UE L 107 z 25.04.2015, str. 26).

- 2) emisja gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym – wprowadzenie do powietrza gazów cieplarnianych następujące przed wprowadzeniem surowca do rafinerii lub zakładu przetwórczego, w których wyprodukowano paliwa wymienione w tabeli 1 załącznika do rozporządzenia;
- 3) bitum naturalny - każde źródło surowca:
 - a) którego gęstość w złożu w miejscu wydobycia mierzona w stopniach API wynosi nie więcej niż 10 stopni,
 - b) którego roczna średnia lepkość w temperaturze złoża w miejscu wydobycia wyrażona w centyputach [cP] jest większa niż lepkość obliczona na podstawie wzoru:

$$L_p = 518,98e^{-0,038T},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

L_p - lepkość w temperaturze złoża w miejscu wydobycia wyrażoną w centyputach [cP],

e - stałą matematyczną wynoszącą 2,718281828459 [-] (liczba Eulera),

T - temperaturę wyrażoną w stopniach Celsjusza [°C],

- c) będące piaskiem bitumicznych wchodzącym w zakres definicji objętych kodem CN 2714, lub
 - d) którego wydobycie odbywa się przy użyciu technik wydobycia górniczego lub termicznych metod intensyfikacji wydobycia, w których energia cieplna pochodzi głównie z innych źródeł niż samo źródło surowca;
- 4) łupek naftowy – źródło surowca objętego kodem CN 2714, znajdujące się w formacji skalnej, zawierające kerogen w formie stałej;
 - 5) ropa naftowa konwencjonalna – ropa naftowa, której gęstość mierzona w stopniach API jest większa niż 10 stopni, i nie jest surowcem objętym kodem CN 2714;

§ 3. 1. Emisję gazów cieplarnianych, w przeliczeniu na jednostkę energii z paliw innych niż biopaliwa ciekłe oraz z energii elektrycznej oblicza się według wzoru:

$$E = \frac{\sum_x (GHGi_x \times AF \times MJ_x) - UER}{\sum_x MJ_x},$$

- 2) oszacowanych i zatwierdzonych zgodnie z normami: ISO 14064, ISO 14065 oraz ISO 14066;
- 3) objętych monitorowaniem, sprawozdawczością i weryfikacją także w zakresie emisji na pozimowe bazowym zgodnie z normą ISO 14064, których wyniki posiadają stopień wiarygodności równoważny stopniowi wiarygodności określonego w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 181 z 12.7.2012, s. 1) oraz w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Dz.U. L 181 z 12.7.2012, s. 30);
- 4) których weryfikacja metod szacowania została przeprowadzona zgodnie z normą ISO 14064-3 przez organizację akredytowaną zgodnie z normą ISO 14065.

8. W obliczeniach emisji gazów cieplarnianych z paliw i energii elektrycznej uwzględnia się wartość redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym (UER) dla surowca pochodzącego z kraju innego niż surowiec, z którego zostało wyprodukowane paliwo pod warunkiem, że spełnia ona warunki określone w ust. 7.

§ 4. 1. Wskaźnik emisji gazów cieplarnianych (GHGi) dla:

- 1) paliw bez zawartości biokomponentu oraz energii elektrycznej określa tabela 1 załącznika do rozporządzenia;
- 2) biokomponentów spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28 – 28j ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, oblicza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku tej ustawy;
- 3) biokomponentów niespełniających kryteriów zrównoważonego rozwoju jest równy wartości GHGi paliwa, do którego zostały dodane;
- 4) biopaliw ciekłych określa się na podstawie wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla danego paliwa i dla biokomponentu, z których zostało wytworzone biopaliwo ciekłe.

2. W przypadku przerobu ropy naftowej z biokomponentem, z wyjątkiem denaturatu, wskaźnik emisji gazów cieplarnianych (GHGi) dla biokomponentu w przeliczeniu na jednostkę energii oblicza się według stanu biokomponentu wykorzystanego do wytworzenia paliwa lub biopaliwa ciekłego.

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E - emisję gazów cieplarnianych przez podmiot realizujący Narodowy Cel Redukcyjny,

x - rodzaj paliwa oznaczonego kodem CN albo energia elektryczna,

GHGi - wskaźnik emisji gazów cieplarnianych wyrażony w $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$,

AF - współczynnik korygujący określony w tabeli 2 załącznika do rozporządzenia,

MJ - całkowitą energię dostarczoną z paliwa lub z energii elektrycznej,

UER - wartość redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym.

2. Całkowitą energię dostarczoną z paliwa [MJ] stanowi iloczyn ilości paliwa lub biopaliwa ciekłego wyrażony w litrach [l] i wartości opałowej wyrażonej w megadżulach [MJ] na litr paliwa lub biopaliwa ciekłego [MJ/l].

3. W przypadku przerobu ropy naftowej z biokomponentem, z wyjątkiem denaturatu, całkowitą energię dostarczoną z biopaliwa ciekłego oraz z paliwa z zawartością biokomponentów [MJ] oblicza się uwzględniając stan biokomponentu wykorzystanego do wytworzenia paliwa lub w biopaliwa ciekłego. Ilość biokomponentu oblicza się w sposób określony w pkt II.3 ppkt 15 załącznika do ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

4. W obliczeniach, o których mowa w ust. 2 i 3, uwzględnia się ilość i rodzaj każdego biokomponentu.

5. Całkowita energia dostarczona z energii elektrycznej [MJ] stanowi iloczyn przebytego dystansu wyrażonego w kilometrach [km] i zużycia energii elektrycznej przez pojazd wyrażonego w [MJ/km].

6. Wartość redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym (UER) uwzględnia się w obliczeniach emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z paliw wymienionych w tabeli 1 w wierszu 1-13 załącznika do rozporządzenia.

7. W obliczeniach emisji gazów cieplarnianych pochodzących z paliw oraz energii elektrycznej uwzględnia się wyłącznie wartość redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym (UER):

- 1) dla projektów redukcji emisji gazów cieplarnianych, które rozpoczęły się po 1 stycznia 2011 r.;

§ 5. Emisja gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r. wynosi 94,1 gCO_{2eq}/MJ.

§ 6. 1. Wartość opałową paliw bez zawartości biokomponentów określa tabela 3 załącznika do rozporządzenia.


2. Wartość opałową biokomponentów określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 2014 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1517).

3. Wartość opałową paliw i biopaliw ciekłych ujmuje się jako wartości opałową paliwa bez zawartości biokomponentu, o którym mowa w ust. 1, i biokomponentu, o którym mowa w ust. 2, z których zostało wytworzone paliwo lub biopaliwo ciekłe.

4. W obliczeniach, o których mowa w ust. 1 – 3, nie uwzględnia się biokomponentów niespełniających kryteriów zrównoważonego rozwoju.

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

ZA ZGODNOŚĆ POD WZGLĘDEM
PRAWNYM I REDAKCYJNYM

DYREKTOR
BIURA PRAWNEGO

Krzysztof Kłopotowski
RADCA PRAWNY
25/10/2017

Załącznik do rozporządzenia
Ministra Energii
z dnia..... (poz.....)

**TABELA 1. WSKAŹNIKI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH DLA
POSZCZEGÓLNYCH PALIW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Lp.	Źródło surowca lub proces	Rodzaj paliwa lub energia elektryczna	GHGi - wskaźnik emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii w cyklu życia paliw i energii elektrycznej (gCO _{2eq} /MJ)
1.	Ropa naftowa konwencjonalna	Benzyna	93,3
2.	Paliwo ciekłe z gazu ziemnego		
3.	Paliwo ciekłe z węgla		
4.	Bitum naturalny		
5.	Łupek naftowy		
6.	Ropa naftowa konwencjonalna	Olej napędowy i olej do silników statków żeglugi śródlądowej	95,1
7.	Paliwo ciekłe z gazu ziemnego		
8.	Paliwo ciekłe z węgla		
9.	Bitum naturalny		
10.	Łupek naftowy		
11.	Jakiegolwiek źródła kopalne	Gaz skroplony (LPG) przeznaczony do silnika o zapłonie iskrowym	73,6
12.	Gaz ziemny, mieszanka UE	Sprężony gaz ziemny (CNG) przeznaczony do silnika o zapłonie iskrowym	69,3

13.	Gaz ziemny, mieszanka UE	Skroplony gaz ziemny (LNG) przeznaczony do silnika o zapłonie iskrowym	74,5
14.	Odpady z tworzyw sztucznych pochodzące z surowców kopalnych	Benzyna, oleje napędowe	86,0
15	Energia elektryczna	Energia elektryczna	271,8

**TABELA 2. WSPÓLCZYNNIK KORYGUJĄCY WYDAJNOŚĆ UKŁADU
NAPĘDOWEGO W ZWIĄZKU Z RODZAJEM SILNIKA**

Rodzaj silnika	Współczynnik korygujący wydajność układu napędowego
Silnik spalinowy wewnętrznego spalania	1
Elektryczny mechanizm napędowy o napędzie akumulatorowym	0,4
Elektryczny mechanizm napędowy o napędzie w postaci wodorowego ogniwa paliwowego	0,4

TABELA 3. WARTOŚĆ OPAŁOWA PALIW

Lp.	Rodzaj paliwa	Wartość opałowa wg wagi [MJ/kg]	Wartość opałowa wg objętości [MJ/l]
1.	Benzyna	43,0	32,0
2.	Olej napędowy i olej do silników statków żeglugi	43,0	36,0
3.	Gaz skroplony (LPG)	46,0	24,9
4.	Sprężony gaz ziemny (CNG)	45,1	-
5.	Skroplony gaz ziemny (LNG)	49,2	-

Uzasadnienie

1. Cel wydania aktu

Wydanie rozporządzenia w sprawie w sprawie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, określenia wskaźników ich emisji oraz wartości opałowej dla poszczególnych paliw i wartości energetycznej energii elektrycznej (dalej: rozporządzenie) ma na celu transpozycję do polskiego porządku prawnego postanowień dyrektywy Rady (UE) 2015/652/WE z dnia 20 kwietnia 2015 r. *ustanawiającą metody obliczania i wymogi w zakresie sprawozdawczości zgodnie z dyrektywą 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady odnosząca się do jakości benzyn i olejów napędowych* (Dz. Urz. UE L 107 z 25.04.2015, str. 26)”, dalej: dyrektywa 2015/652. Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej zobowiązana jest do wdrożenia przepisów niniejszej dyrektywy do dnia 21 kwietnia 2017 roku.

Celem dyrektywy 2015/652 jest ujednoczenie zasad obliczeń i metodologii monitorowania stopniowego zmniejszania emisyjności paliw stosowanych w transporcie i energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych. Obowiązek ten spoczywa na wyznaczonych przez państwa członkowskie dostawcach, odpowiedzialnych za monitorowanie i sprawozdawczość dotyczące emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliw i energii. W Polsce, zgodnie z ustawą z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw* (Dz. U. z 2016 r., poz. 1928 i 1948 oraz z 2017 r. poz. 624), dalej „ustawa o jakości paliw”, podmiotami tymi są podmioty zobowiązane do realizacji NCR a zatem podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych, LPG, CNG, LNG lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej, a także przedsiębiorstwa energetyczne wykonując działalność w zakresie obrotu energią elektryczną stosowaną w pojazdach drogowych (te ostatnie - jeżeli poinformowały Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyjęciu tego obowiązku).

Projektowany akt prawny stanowi wypełnienie obowiązku nałożonego treścią art. 30h ustawy o jakości paliw na ministra właściwego do spraw energii w zakresie określenia:

- 1) metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, w przeliczeniu na jednostkę energii z paliw innych niż biopaliwa ciekłe oraz z energii elektrycznej przez podmioty realizujące Narodowy Cel Redukcyjny,

- 2) wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw oraz energii elektrycznej,
- 3) emisji gazów cieplarnianych, w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r.,
- 4) wartości opałowej dla poszczególnych paliw oraz wartość energetyczną energii elektrycznej.

2. Stan faktyczny i prawny

Dyrektywa 2015/652 wykonuje w szczególności postanowienia art. 7a dyrektywy 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady *odnoszącej się do jakości benzyn i olejów napędowych*. Zgodnie z przepisami art. 7a dyrektywy 98/70 państwa członkowskie wyznaczają podmioty odpowiedzialne za monitorowanie i sprawozdawczość dotyczącą emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii. Dyrektywa ta wymaga od wyznaczonych podmiotów zmniejszania emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliw w przeliczeniu na jednostkę energii uzyskanej z paliw i energii elektrycznej o 6 % do dnia 31 grudnia 2020 r. Obniżenie emisji gazów cieplarnianych przez wyznaczone podmioty ma nastąpić od średniej wartości emisji gazów cieplarnianych przypadających na jednostkę energii w 2010 r. wynoszącej 94,1 gCO_{2eq}/MJ).

Dyrektywa 2015/652, w szczególności zaś jej Załącznik I, określiła natomiast szczegółową metodę obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii.

Ustawa o jakości paliw wdraża do polskiego porządku prawnego dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 1998 r. *odnoszącą się do jakości benzyny i olejów napędowych*, w tym postanowienia art. 7a tej dyrektywy poprzez określenie następujących definicji: cyklu życia paliw, emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw, podmiotów realizujących NCR oraz ustanowienie zasad monitorowania oraz stosowania niektórych środków ograniczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw stosowanych w transporcie i energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych.

Zgodnie z ustawą o jakości paliw podmiotami realizującymi NCR są:

- a) każdy podmiot wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej, który sprzedaje lub zbywa je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywa na potrzeby własne na tym terytorium,

- b) przedsiębiorstwo energetyczne, w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.), wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną stosowaną w pojazdach samochodowych, w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. - Prawo o ruchu drogowym, po poinformowaniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyjęciu obowiązku, o którym mowa w art. 30b ust. 1.

Zgodnie z art. 30b ust. 1 ustawy o jakości paliw podmiot realizujący Narodowy Cel Redukcyjny jest obowiązany, do dnia 31 grudnia 2020 r. włącznie, zapewnić minimalną wartość ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej, stosowanych w transporcie, w przeliczeniu na jednostkę energii sprzedawanych lub zbywanych w innej formie, lub zużywanych przez ten podmiot na potrzeby własne, oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych, sprzedawanej odbiorcy końcowemu lub zużywanej przez ten podmiot na potrzeby własne, wynoszącą 6%. Art. 30b ust. 2 określa, że wartość ograniczenia oblicza się na podstawie wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw lub energii i wartości energetycznych tych paliw lub energii, określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 30h ustawy o jakości paliw w stosunku do emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r.

3. Różnice pomiędzy dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym w tym przewidywane skutki prawnych wejścia aktu w życie.

W projekcie rozporządzenia znajdują się wymagane przez treść art. 30h ustawy o jakości paliw regulacje tj.:

- 1) metodyka obliczania emisji gazów cieplarnianych, w przeliczeniu na jednostkę energii z paliw innych niż biopaliwa ciekłe oraz z energii elektrycznej;
- 2) wskaźniki emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw oraz energii;
- 3) emisja gazów cieplarnianych, w przeliczaniu na jednostkę energii z 2010 r.;
- 4) wartość opałową dla poszczególnych paliw oraz wartość energetyczną energii elektrycznej.

W § 2 projektu rozporządzenia zostały określone definicje, co ma na celu usystematyzowanie nazewnictwa stosowanego w załączniku, tabeli 1 i stanowi transpozycje art. 2 dyrektywy. Jednoznaczne określenie definicji pozwoli podmiotom realizującym NCR na wykonywania obowiązków sprawozdawczych w sposób spójny.

W szczególności nowo wprowadzaną do polskiego porządku prawnego definicją jest pojęcie emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym. Przy wydobywaniu surowców służących do produkcji paliw następuje wprowadzanie do powietrza atmosferycznego gazów cieplarnianych. Projektowana definicja ma pozwolić uwzględnić redukcję tych emisji w obliczeniach.

Zdefiniowano również pojęcia bitumu naturalnego, łupku naftowego oraz ropy naftowej konwencjonalnej jako źródła surowca do produkcji paliw. Definicje tych surowców posługują się jednostką gęstości Amerykańskiego Instytutu Naftowego (*American Petroleum Institute - API*). Jednostka ta jest regularnie stosowana w branży naftowej i petrochemicznej w celu określenia gęstości ropy i produktów naftowych. Stanowi ona alternatywę dla jednostki stosowanych w układzie SI [kg/m^3]. Zgodnie z definicją gęstości API, produkty naftowe cięższe od wody mają wartość mniejszą niż 10 [$^{\circ}\text{API}$], natomiast lżejsze od wody – wartość większą niż 10 [$^{\circ}\text{API}$]. W definicjach w § 2 gęstość API stosuje się w celu rozróżnienia ropy naftowej konwencjonalnej od bitumu naturalnego. Z uwagi na treść dyrektywy 2015/652, klasyfikację kodów CN oraz jasność terminologiczną projektodawca zdecydował się rozdzielić i uszczegółowić te pojęcia. W szczególności termin ropa naftowa konwencjonalna obejmuje swoim zakresem ropę naftową (surowiec), której gęstość mieści się między wartością gęstości ropy naftowej lekkiej oraz ropy naftowej ciężkiej (wyrażonej w API). Zastosowanie takiego terminu jest zgodne ze wdrażaną dyrektywą 2015/652.

W § 3 projektu określono metodykę i sposób obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii. Sposób obliczenia został przedstawiony za pomocą wzoru. GHGi to wskaźnik emisji gazów cieplarnianych, którego wartość jest określona w załączniku w tabeli 1. Określony w załączniku w tabeli 2 współczynnik korygujący wydajności układu napędowego (AF) zależy od rodzaju układu (silnika). MJ to całkowita energia dostarczona z paliwa lub z energii, do obliczenia której potrzebne są dane na temat:

- a) ilości paliwa i wartości opałowej – dla paliw ciekłych,
- b) dystansu przebytego w kilometrach przez pojazd i zużycia energii elektrycznej przez pojazd – energia elektryczna.

Przepisy § 3 określają zasady obliczania emisji gazów cieplarnianych dla paliw - również dla paliw z zawartością biokomponentów. Dla samych biokomponentów zasady obliczania ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia biokomponentu określone zostały w załączniku do ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o *biokomponentach i biopaliwach ciekłych* (Dz.U. z 2017, poz. 285). Ponadto § 3 określa zasady obliczania emisji gazów cieplarnianych z energii elektrycznej.

Przepisy § 3 ust. 6-8 określają zasady uwzględnienia w obliczeniach redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym. Podmioty realizujące NCR mogą dokonać tego pomniejszenia tylko dla projektów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym, które rozpoczęły się po 1 stycznia 2011 r. Projekty te muszą być realizowane zgodnie z normami ISO. Przepis ust. 8 § 3 projektowanego rozporządzenia przewiduje możliwość uwzględnienia redukcji emisji gazów cieplarnianych w segmencie wydobywczym w przypadku gdy paliwa są produkowane z surowca pochodzącego z jednego miejsca wydobycia (kraju), a rafineria lub zakład przetwórczy zakupią surowiec certyfikat redukcji emisji (bądź) dla surowca z innego miejsca pochodzenia niż miejsce pochodzenia surowca, z którego wyprodukowano paliwo. W takim przypadku podmiot realizujący NCR będzie miał prawo dokonania odliczeń.

Omawiany § 3 projektowanego rozporządzenia służy także implementacji załącznika I dyrektywy 2015/652, część 1.

W § 4, zgodnie z treścią delegacji ustawowej zawartej w art. 30h pkt 2 ustawy o jakości paliw, określony został wskaźnik emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw i energii elektrycznej (GHGi).

Przepis projektowanego § 5, wykonując upoważnienie ustawowe zawarte w art. 30h pkt 3 ustawy o jakości paliw, określa stałą wartość emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r., wynikającą także z załącznika II dyrektywy 2015/652. Konieczność określenia tej wartości wynika z treści przepisu art. 30b ust. 2 ustawy o jakości paliw, który zakłada, iż wartość emisji gazów cieplarnianych w 2010 r. stanowi bazę porównawczą dla założonego minimalnego celu redukcyjnego w 2020 r.

W § 6 zgodnie z treścią delegacji ustawowej zawartej w art. 30h pkt 4 ustawy o jakości paliw, określona zostaje wartość opałową paliw bez zawartości biokomponentów oraz biopaliw ciekłych. Wartość opałową biokomponentów określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 2014 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1517).

W tabeli 1 załącznika określono wskaźniki emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw i energii elektrycznej. Wskaźniki dla paliw pochodzą z pkt. 5 cz. 2 Załącznika 1 dyrektywy 2015/652. Dla energii elektrycznej określono wskaźnik emisji gazów cieplarnianych dla energii elektrycznej na podstawie raportu „*Wskaźnik emisyjności CO₂ dla energii elektrycznej u odbiorców końcowych*” Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) z roku 2014 r. Użyta wartość odnosi się do energii elektrycznej ze źródeł

spalania z uwzględnieniem energii elektrycznej dostarczonej do sieci z elektrowni wodnych i wiatrowych i z uwzględnieniem strat czyli u odbiorcy końcowego.

W tabeli 2 załącznika określono współczynnik korygujący wydajności układu napędowego (AF) w zależności od rodzaju układu (silnika). Tabela stanowi implementację pkt 3 f części 1 Załącznika 1 dyrektywy 2015/652.

W tabeli 3 na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 2014 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1517) określono wartości opałowe dla benzyny i oleju napędowego oraz oleju do silników statków żeglugi. Dla LPG, CNG i LNG posłużono się wartościami opałowymi z załącznika I sprawozdania Well-To-Tank sporządzonego przez Wspólne Centrum Badawcze-EUCA-RONCAWE (JEC) (wersja 4) z lipca 2013 r. Wartość opałowa gazu skroplonego LPG przeliczona została zgodnie z gęstością przyjętą w Obwieszczeniu Ministra Energii z dnia 23 marca 2016 r. w sprawie wielkości średniego dziennego przywozu netto ekwiwalentu ropy naftowej, średniego dziennego zużycia krajowego brutto ekwiwalentu ropy naftowej, średniej dziennej produkcji netto gazu płynnego (LPG), średniego dziennego przywozu gazu płynnego (LPG) w 2015 r. oraz wartości współczynników określających gęstość produktów naftowych służących do ich przeliczenia z jednostek objętościowych na jednostki wagowe, stosowanych w 2016 r. (M.P. z 2016 r. poz. 289).

Zawarte w projekcie regulacje nie stanowią przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r., Nr 239, poz. 2039, z późn. zm.), dlatego też projekt nie podlega procedurze notyfikacji. Regulacja nie mieści się w zakresie przedmiotowym zagadnień podlegających konsultacjom z Europejskim Bankiem Centralnym, zgodnie z art. 2 ust. 1 decyzji Rady Nr 98/415/WE z dnia 29 czerwca 1998 r. w sprawie konsultacji Europejskiego Banku Centralnego udzielanych władzom krajowym w sprawie projektów przepisów prawnych (Dz. Urz. UE. L 189 z dnia 3 lipca 1998 r., s. 42).

Projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Stosownie do art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2005 r., Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.), w związku z § 52 uchwały Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r., projekt zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.