

Wytyczne do modelowania emisji GHG w cyklu życia komponentów paliw z pirolizy biomasy

Guidelines for modelling of life cycle GHG emission of fuel components from biomass pyrolysis

Delfina Rogowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Cele na 2030 rok udziału energii ze źródeł odnawialnych postawione w dyrektywie 2018/2001, w szczególności cel w transporcie 3,5% udziału energii wyprodukowanej z surowców wymienionych w załączniku IX do dyrektywy, wskazują na potrzebę poszukiwania nowych technologii przetwarzania tych surowców. Do surowców tych należą surowce odpadowe i pozostałościowe, w tym z rolnictwa i leśnictwa, materiały celulozowe i lignocelulozowe. Są to surowce, których przetwarzanie w obecnie stosowanych technologiach jest trudne lub niemożliwe. Z tego względu konieczne jest wdrażanie nowych technologii pozwalających na wykorzystanie wymienionych w załączniku IX surowców. Technologie te powinny pozwalać na produkcję wysokojakościowych komponentów paliw silnikowych spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju zdefiniowane w dyrektywie 2018/2001. Przeprowadzony przegląd literaturowy wskazał, że taką technologią może być piroliza biomasy w połączeniu z procesem hydrougradingu. W artykule dokonano również krótkiego przeglądu literaturowego dotyczącego wyznaczenia intensywności emisji GHG produktów z pirolizy biomasy stałej. Przegląd literaturowy wykazał, że piroliza biomasy stałej to proces obiecujący, jednak w zależności od wykorzystanych surowców i nośników energii spełnienie kryterium redukcji emisji GHG może być trudne, w szczególności jeśli jako surowiec stosuje się biomasę z upraw celowych. W ramach niniejszego artykułu wskazano wytyczne do opracowania modelu obliczania emisji GHG generowanej w cyklu życia biokomponentu uzyskanego w procesie pirolizy biomasy. Cały cykl życia biokomponentu został podzielony na podprocesy. Każdy z nich został pokrótce scharakteryzowany. Dla każdego z nich zdefiniowano granice systemu, jednostkę funkcjonalną, strumienie wejściowe i wyjściowe. Wskazano również źródła emisji GHG oraz produkty, do których ta emisja może być zaalokowana. Etapy cyklu życia tego biokomponentu, zidentyfikowane w tej ścieżce produkcji biopaliwa, zostały przyporządkowane do składowych emisji GHG podanych we wzorze w dyrektywie 2018/2001.

Słowa kluczowe: biopaliwa zaawansowane, piroliza biomasy, emisja GHG w cyklu życia.

ABSTRACT: The goals of the European Union set out in Directive 2018/2001 for 2030, including in particular the transport target of 3.5% share of the energy produced from feedstocks listed in Annex IX to the directive, indicate the need to search for new technologies for processing these feedstocks. The latter include waste and residual materials, including those from agriculture and forestry, cellulosic and lignocellulosic materials. These are feedstocks that are difficult or impossible to process using currently operating technologies. For this reason, it is necessary to implement new technologies allowing the use of feedstocks listed in Annex IX. These technologies should allow the production of high-quality engine fuel components and at the same time meet the sustainability criteria defined in Directive 2018/2001. The conducted literature review indicated that biomass pyrolysis combined with the hydrograding process may be such a technology. The article also provides a short literature review concerning the determination of GHG emission intensity for products from solid biomass pyrolysis. The review showed that this is a promising process, however, depending on the raw materials and energy carriers used, meeting the GHG emission reduction criterion may be difficult, especially if biomass from crops is used as the raw material. This article provides guidelines for the development of a model for calculating GHG emissions in the life cycle of a biocomponent from biomass pyrolysis. The entire life cycle of the biocomponent has been divided into sub-processes. Each of them has been briefly characterized. For each of them, the system boundaries, functional unit, input and output streams are defined. The sources of GHG emissions and the product to which these emissions can be allocated were also indicated. The stages identified in this biofuel production pathway have been assigned to the GHG emission components given in the formula in Directive 2018/2001.

Key word: advanced biofuels, pirolisis of biomass, life cycle GHG emission.

Autor do korespondencji: D. Rogowska, e-mail: delfina.rogowska@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 11.01.2021 r. Zatwierdzono do druku: 21.07.2021 r.

Wstęp

W 2018 roku została opublikowana dyrektywa 2018/2001, zwana dyrektywą RED II. Dyrektywa ta ustaliła cel minimalnego udziału energii ze źródeł odnawialnych na 2030 rok w wysokości 32%, w tym 14% w transporcie. Przy czym cel 14% udziału OZE należy osiągnąć przy poniższych ograniczeniach:

- maksymalnie 7% biopaliw wyprodukowanych z surowców konkurujących z żywnością, przy czym nie więcej niż udział takich biopaliw w danym kraju w roku 2020 plus 1%;
- minimum 3,5% biopaliw wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX tej dyrektywy.

We wspomnianym powyżej załączniku IX ujęto następujące surowce:

- Część A. Surowce do produkcji biogazu dla transportu i zaawansowanych biopaliw, których wkład w udziały minimalne, o którym mowa w art. 25 ust. 1 akapity pierwszy i czwarty, może być uznany za równoważny dwukrotności ich wartości energetycznej:
 - a) algi, jeżeli są hodowane na lądzie, w stawach lub w fotobioreaktorach;
 - b) frakcja biomasy zmieszanych odpadów komunalnych, ale nie segregowanych odpadów z gospodarstw domowych, z zastrzeżeniem celów recyklingu na mocy art. 11 ust. 2 lit. a dyrektywy 2008/98/WE;
 - c) bioodpady, zgodnie z definicją w art. 3 pkt 4 dyrektywy 2008/98/WE, z gospodarstw domowych podlegające selektywnej zbiórce zgodnie z definicją w art. 3 pkt 11 tej dyrektywy;
 - d) frakcja biomasy odpadów przemysłowych, nienadająca się do wykorzystania w łańcuchu żywnościowym ludzi i zwierząt, w tym materiał z detalu i hurtu oraz z przemysłu rolno-spożywczego, rybołówstwa i akwakultury, z wyłączeniem surowców wymienionych w części B załącznika;
 - e) słoma;
 - f) obornik i osad ściekowy;
 - g) ścieki z zakładów wytłaczania oleju palmowego i puste wiązki owoców palmy;
 - h) słoma oleju talowego;
 - i) surowa gliceryna;
 - j) wycieczyny z trzciny cukrowej;
 - k) wycieczki z winogron i osad winny z drożdży;
 - l) łupiny orzechów;
 - m) łuski nasion;
 - n) kolby oczyszczone z ziaren kukurydzy;
 - o) frakcja biomasy odpadów i pozostałości z leśnictwa i gałęzi przemysłu opartych na leśnictwie, np. kora, gałęzie, trzebież, liście, igły, wierzchołki drzew, trociny,

strużyny, ług czarny, melasa, osad włóknisty, lignina i olej talowy;

- p) inny niespożywczy materiał celulozowy;
 - q) inny materiał lignocelulozowy z wyjątkiem kłód tartacznych i kłód skrawanych.
- Część B. Surowce do produkcji biopaliw i biogazu dla transportu, których wkład w udziały minimalne, określony w art. 25 ust. 1 akapit pierwszy, jest ograniczony i może być uznany za równoważny dwukrotności ich wartości energetycznej:
 - a) zużyty olej kuchenny;
 - b) tłuszcze zwierzęce sklasyfikowane w kategoriach 1 i 2 zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1069/2009.

Wymieniona w punkcie „o” melasa jest błędem w tłumaczeniu (w oryginale *brown liquor*), podobnie jak słoma oleju talowego – powinno być smoła (w oryginale *Tall oil pitch*).

Zapisy dyrektywy będą skłaniały do poszukiwania technologii przerobu wyżej wymienionych surowców. Z pewnością takimi technologiami będą fermentacje etanolowa i metanowa. Pierwsza z nich – fermentacja alkoholowa czy generalnie produkcja alkoholi pochodzenia biologicznego daje szerokie możliwości zastosowania uzyskanych produktów jako komponentów paliw silnikowych i opałowych (Basiura et al., 2020). W przypadku tej pierwszej fermentacji duże ograniczenie stanowi baza surowca, która opiera się głównie na odpadach z przemysłu rolno-spożywczego. W przypadku drugiej fermentacji, metanowej, ograniczeniem są możliwości zastosowania produktu (biogaz/biometan) jako paliwa transportowego, a istotne znaczenie ma również technologia produkcji biometanu, która ma istotny wpływ na emisję gazów cieplarnianych (Berdechowski, 2020; Rogowska i Pajda, 2020).

Technologie termicznego przetwarzania biomasy

Z powyższych względów zasadne jest poszukiwanie i wdrażanie nowych technologii, które pozwolą na produkcję biokomponentów paliwowych typu *drop in* (Spaeth, 2019) z surowców wymienionych w załączniku IX do dyrektywy (Dyrektywa 2018/2001). Paliwa typu *drop-in* są to paliwa w pełni kompatybilne z silnikowymi paliwami konwencjonalnymi (pod względem chemicznym i parametrów eksploatacyjnych) pochodzące z biomasy.

Technologie takie powinny umożliwiać konwersję związków typu cukry, lignoceluloza, celuloza do węglowodorów lub związków, które następnie w procesach wodorowych mogą być konwertowane do węglowodorów. Wydaje się, że procesem takim jest piroliza, którą można prowadzić dla surowców pochodzenia biologicznego, jak i odpadowych tworzyw sztucznych, z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych i środowiskowych (Kung et al., 2014). Potwierdza to również opracowanie Joint

Research Center analizujące główne kierunki rozwoju technologii paliwowych w Europie (Padella et al., 2019).

Zarówno dyrektywa RED (Dyrektywa 2009/28/WE), jak i dyrektywa RED II (Dyrektywa 2018/2001) ustanawiają obowiązek spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do paliw. Jednym z tych kryteriów jest redukcja emisji gazów cieplarnianych względem odpowiednika kopalnego, wynosząca w przypadku biopaliw i biogazu:

- minimum 50% dla obecnie funkcjonujących instalacji;
- minimum 60% dla instalacji uruchomionych po 5 października 2015 r., a przed 31 grudnia 2020 r.;
- minimum 65% dla instalacji uruchomionych od 1 stycznia 2021 r.

Z tego względu opracowanie każdej technologii przerobu biomasy musi uwzględniać aspekt oceny emisji GHG przeprowadzanej zgodnie z metodologią podaną w dyrektywie RED II (Dyrektywa 2018/2001) i zaimplementowanej do systemów dobrowolnych, np. Systemu KZR INiG (System KZR INiG). Tu należy zaznaczyć, że aspekt oceny produktu w cyklu życia i jego wpływu na środowisko również zaczyna mieć istotne znaczenie w tradycyjnym przemyśle naftowym i wydobywczym (Niemczewska i Zaleska-Bartos, 2020).

Obecnie produkty pirolizy nie są powszechnymi komponentami paliw silnikowych, głównie z powodu ich niskiej jakości i konieczności dalszego uszlachetniania (Lubowicz, 2009). Jednak na świecie prowadzone są prace w tym kierunku i uwzględniają one również obliczenia emisji GHG. Dla przykładu w tabeli 1 przytoczono wyniki badań za Snowden-Swan i Malem (2012).

Dane przedstawione w tabeli 1 wskazują, że przy wykorzystaniu w procesie kopalnych nośników energii uzyskuje się stosunkowo niewysokie wartości redukcji emisji GHG (zaznaczono w tabeli kolorem brązowym). Dodatkowo zastosowanie surowca pozyskanego z upraw znacząco negatywnie wpływa na wielkość redukcji emisji GHG.

Podobny przegląd przeprowadzili Yang et al. (2016). Wyniki zamieszczono w tabeli 2.

Również badania prowadzone przez Shemfego et al. (2016) wskazują, że technologia termicznej przeróbki materiału celulozowego i lignocelulozowego jest perspektywiczna w kontekście możliwych do osiągnięcia redukcji emisji GHG. Porównanie emisji GHG wyznaczonej dla dwóch ścieżek wytwarzania biowęglowodorów i emisji GHG paliw kopalnych wskazuje na redukcję emisji gazów cieplarnianych (względem paliw

Tabela 1. Przegląd emisji GHG produktów paliwowych uzyskanych w procesie szybkiej pirolizy (Snowden-Swan i Male, 2012)

Table 1. Review of GHG emissions of fuels products obtained via fast pyrolysis process (Snowden-Swan and Male, 2012)

Ścieżka przetwarzania biomasy	Emisja GHG benzyny z pirolizy	Emisja GHG oleju napędowego z pirolizy	Emisja odpowiednika kopalnego	Redukcja	Uwagi
	[CO ₂ eq/MJ]	[gCO ₂ eq/MJ]	[gCO ₂ eq/MJ]	[%]	
Pozostałości leśne, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny	38,9		93,4	58	Dwa produkty: benzyna i olej napędowy, 50-proc. wilgotność
Pozostałości leśne, energia elektryczna z biomasy, gaz ziemny	25,0		93,4	73	Dwa produkty: benzyna i olej napędowy, 50-proc. wilgotność
Pozostałości leśne, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny	31,5		93,4	66	Dwa produkty: benzyna i olej napędowy, 30-proc. wilgotność
Topola, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny	36,8		93,4	61	Dwa produkty: benzyna i olej napędowy, 30-proc. wilgotność
Pozostałości leśne, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny	35,8		93,4	62	Dwa produkty: benzyna i olej napędowy, 30-proc. wilgotność
Pozostałości po wyrębie, energia elektryczna z sieci, bez gazu ziemnego	29,0		91,2	68	Trzy produkty: benzyna, olej napędowy i nafta
Topola, energia elektryczna z sieci, bez gazu ziemnego	23,0		91,2	75	Trzy produkty: benzyna, olej napędowy i nafta
Wierzba, energia elektryczna z sieci, bez gazu ziemnego	21,0		91,2	77	Trzy produkty: benzyna, olej napędowy i nafta
Pozostałości drzewne, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny		30,1	95,4	68	Jeden produkt
Zagajnik krótkiej rotacji, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny		42,4	95,4	56	Jeden produkt, uwzględniono zmianę sposobu użytkowania gruntów i nawożenie
Pień drzewa, energia elektryczna z sieci, gaz ziemny		37,2	95,4	61	Jeden produkt

Tabela 2. Intensywność emisji GHG różnych systemów pirolizy biomasy (Yang et al., 2016)
Table 2. GHG emission intensity of various biomass pyrolysis systems (Yang et al., 2016)

Miejsce	Przedmiot	Emisja GHG
		[gCO ₂ eq ₂ /MJ]
Chiny	Piroliza biomasy	16
USA	Piroliza biomasy do produkcji węgla	25
Niemcy	Szybka piroliza do produkcji paliw ciekłych	70
USA	Produkcja oleju i energii elektrycznej z biomasy	12
Chiny	Produkcja biopaliw poprzez szybką pirolizę kolb kukurydzy	29

kopalnych) wynoszącą 68% do 87%. Analiza wrażliwości wykazała, że głównymi czynnikami wpływającymi na całkowitą emisję gazów cieplarnianych na obu ścieżkach są: uzysk biowęglowodorów i dopływ gazu azotowego do reaktora do szybkiej pirolizy.

Ocena emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia może być prowadzona różnymi metodami. Co do ogólnych zasad metodyki są spójne, uwzględniają wszystkie składowe emisji pojawiające się na ścieżce, od pozyskania surowca po wykorzystanie produktu i jego utylizację końcową. Główne różnice pomiędzy poszczególnymi metodykami polegają na przyjęciu różnych sposobów wyznaczania współczynników alokacji, różnej jednostki funkcjonalnej, w niektórych przypadkach również określone są różne wartości stałych wskaźników specyficznych dla danych strumieni. Problem wpływu przyjętego sposobu alokacji na wielkość emisji GHG na przykładzie biopaliw ciekłych przedstawiono w publikacji Rogowskiej i Berdechowskiego (2013). Dlatego dane uzyskane w wyniku obliczeń prowadzonych przez różne ośrodki badawcze nie mogą być ze sobą porównywane. Dają jednak obraz wielkości emisji GHG dla danego paliwa.

Odpowiednie badania były również prowadzone z wykorzystaniem metodyki podanej w dyrektywie RED (Dyrektywa 2009/28/WE) w Hiszpanii (Peters et al., 2015). W opracowaniu tym analizie podano cały cykl życia komponentów paliwowych (benzynowych i oleju napędowego) z uwzględnieniem procesu uwodornienia biooleju, rozdestylowania produktów, aż do uzyskania komponentów paliw silnikowych. Jako surowiec w procesie pirolizy zastosowano topolę; obliczenia uwzględniały również etap uprawy, w tym nawożenie i nawadnianie. Uzyskano wynik 39,41 gCO₂eq/MJ dla frakcji benzynowej i 39,13 gCO₂eq/MJ dla frakcji oleju napędowego. Odnosząc otrzymane wartości do odpowiednika kopalnego, wynoszącego zgodnie z RED II (Dyrektywa 2018/2001) 94 gCO₂eq/MJ, uzyskuje się redukcję 58%. Jest to wartość zbyt niska w odniesieniu do wymagań dyrektywy RED II (60% i 65% w zależności od daty uruchomienia instalacji). Jednak mając na względzie, że prezentowane wyniki uwzględniają wykorzystanie surowca z uprawy celowej (została dodana emisja GHG dla

etapu pozyskania surowca), to można się spodziewać, że przy zastosowaniu surowca odpadowego (emisja dla etapu pozyskania równa się zero) możliwe jest uzyskanie biokomponentów paliw silnikowych o odpowiedniej jakości, spełniających wymagania w zakresie redukcji emisji GHG.

Aby móc szacować redukcję emisji GHG w cyklu życia danego biokomponentu uzyskiwanego na określonej

ścieżce produkcji, konieczne jest opracowanie modelu obliczania emisji GHG w cyklu życia biokomponentów z pirolizy biomasy i wdrożenie go na etapie opracowywania technologii.

W przypadku wykorzystania biopaliw do celów transportowych konieczne jest potwierdzenie, że spełniają one kryteria zrównoważonego rozwoju. Potwierdzeniem takim jest certyfikacja realizowana przez systemy dobrowolne uznane przez Komisję Europejską na mocy art. 18 ust. 4 dyrektywy 2009/28/WE, np. System KZR INiG (System KZR INiG). Certyfikacji podlega cały łańcuch dostaw począwszy od miejsca pozyskania surowca. Również w całym łańcuchu dostaw biomasa przekazywana pomiędzy poszczególnymi podmiotami opisana jest charakterystyką KZR, a poszczególne dostawy realizowane są zgodnie z wytycznymi bilansu masy (System KZR INiG).

Opracowanie modelu

Zdefiniowanie granic systemu, wyznaczenie jednostki funkcjonalnej

Pierwszym krokiem przy prowadzeniu obliczeń jest zdefiniowanie granic systemu, instalacji objętych systemem, wejść i wyjść.

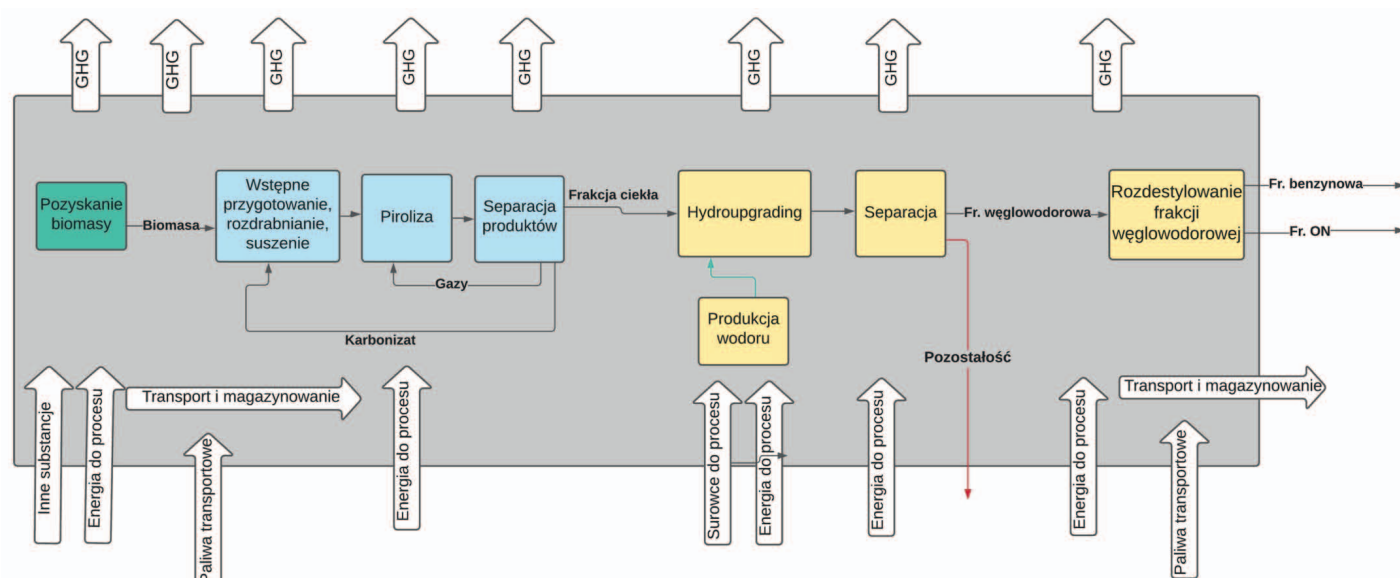
W sposób schematyczny granice systemu przedstawiono na rysunku 1.

Kolorem szarym oznaczono granice obejmujące cały cykl życia. Jednak w praktyce proces ten będzie realizowany przez kilka podmiotów i może być podzielny na podprocesy (ogniwa w łańcuchu dostaw), zaznaczone odpowiednio kolorami:

- zielonym – etap pozyskania biomasy;
- niebieskim – etap pirolizy;
- żółtym – etap hydrougradingu.

Dodatkowo pomiędzy poszczególnymi ogniwami będą realizowane transport i magazynowanie surowców/produktów, co również wchodzi w skład systemu obliczeniowego i musi być uwzględnione.

Instalacje te mogą stanowić jeden ciąg technologiczny lub mogą być realizowane przez różne podmioty.



Rys. 1. Granice systemu produkcji komponentów paliwowych w procesie pirolizy biomasy

Fig. 1. System boundaries of motor fuels component production via pyrolysis of biomass

Jednostką funkcjonalną dla całego systemu będzie gCO_2eq/MJ energii zawartej w biokomponencie. Jednak na wcześniejszych etapach, gdy nie jest znana ilość MJ uzyskanych z danej biomasy, wyniki obliczeń emisji GHG będą wyrażone w jednostce gCO_2eq/kg suchej biomasy i następnie skorygowane (przeliczone) na jednostkę gCO_2eq/MJ energii zawartej w biopaliwie, zgodnie z metodologią Systemu KZR INiG (System KZR INiG). Obliczenia takie prowadzi się dla każdego etapu w cyklu życia. Do przeliczeń stosuje się poniższe wzory, podane na przykładzie przeliczenia składowej e_{ec} , czyli pozyskania surowca:

$$e_{ec}biopaliwo_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJ biopaliwo} \right]_{ec} = \frac{e_{ec}surowiec_a \left[\frac{gCO_2eq}{kg suchy} \right]}{kg suchy surowiec} \times \text{Współczynnik surowca biopaliwo}_a \times \text{Współczynnik alokacji biopaliwo}_a \quad (1)$$

gdzie:

$$\text{Współczynnik alokacji biopaliwo}_a = \left[\frac{\text{Energia w biopaliwie}}{\text{Energia w biopaliwie} + \text{Energia w produktach ubocznych}} \right] \quad (2)$$

$$\text{Współczynnik surowca biopaliwo}_a = [\text{Stosunek MJ surowca potrzebnego do wyprodukowania 1 MJ biopaliwa}] \quad (3)$$

W wyniku zastosowania wzoru (1) wartość emisji GHG dla etapu uprawy (e_{ec} – symbol stosowany w dyrektywie 2009/28/WE oraz w dyrektywie 2018/2001) wyrażoną

w gCO_2eq/kg suchego surowca przelicza się na wartość wyrażoną w jednostce gCO_2eq/MJ energii zawartej w biopaliwie. Przeliczona wartość w dalszym ciągu przedstawia emisję GHG dla etapu pozyskania surowca.

Warto tu zwrócić uwagę, że efektywność procesu głównego, poprzez uwzględnienie w obliczeniach współczynnika surowcowego, będzie rzutowała na wielkość emisji GHG generowanej na etapach poprzednich.

Pozyskanie biomasy

Cykl życia biokomponentu uzyskanego w procesie pirolizy biomasy rozpoczyna się w momencie jej pozyskania. Jeśli biomasa pochodzi z upraw celowych, konieczne jest uwzględnienie wszystkich nakładów energii i wykorzystanych innych substancji, w szczególności: paliw do napędzania maszyn rolniczych i leśnych, pomp do nawadniania (jeśli występowało), środków ochrony roślin i nawozów, a także emisji polowej. Składowa ta powinna również zawierać emisję generowaną w wyniku transportu biomasy z miejsca uprawy do magazynu. Jeśli surowiec stanowią pozostałości z leśnictwa lub rolnictwa, wtedy emisja GHG dla etapu pozyskania wynosi zero, aż do momentu ich zbiórki. Konieczne jest uwzględnienie transportu tej biomasy z miejsca pozyskania.

Etap pirolizy

Etap pirolizy polega na termicznej konwersji biomasy (strumienia wejściowego) do głównego produktu ciekłego i produktów gazowych oraz karbonizatu. Produkt gazowy i stały

traktowane są jako produkty pozostałościowe i nie jest alokowana do nich emisja GHG. Jednak niosą one z sobą pewną wartość energetyczną i zasadne jest ich wykorzystanie do celów opałowych. Ponieważ byłyby to strumienie zawracane, nie alokowano by do nich emisji GHG. Głównym źródłem emisji GHG na tym etapie jest wykorzystanie paliwa grzewczego do suszenia surowca, do procesu pirolizy i rozdestylowania produktów oraz energii do rozdrobnienia surowca. Użycie zarówno frakcji gazowej, jak i stałej do celów energetycznych w procesie zmniejszy zużycie zewnętrznych mediów energetycznych. Jeśli natomiast gazy byłyby bez dopalania w pochodni emitowane do atmosfery, konieczne byłoby doliczenie emisji metanu.

Sumaryczna emisja generowana przez cały zespół instalacji alokowana jest do frakcji ciekłej, kierowanej następnie do uszlachetniania w procesie wodorowym.

Hydrougrading

Hydrougrading to wodorowy proces uszlachetniania frakcji biooleju. W jego wyniku po odtlenieniu uzyskuje się węglowodory o długości łańcucha C₄–C₁₈, zarówno alkany, nafteny, jak też mono- i poliaromaty. Proces prowadzony jest w dwustopniowym reaktorze z wykorzystaniem katalizatora Co-Mo w temperaturze 271°C i pod ciśnieniem 170 bar (pierwszy reaktor) oraz w temperaturze 350°C i pod ciśnieniem 150 bar (drugi reaktor). Po procesie produkt jest chłodzony i rozdzielany na frakcję wodną i organiczną i dopiero frakcja organiczna poddawana jest rozfrakcjonowaniu na strumienie o charakterze benzyny silnikowej i oleju napędowego (Peters et al., 2015). Na tym etapie głównymi źródłami emisji GHG są wódór i energia użyta do procesu. Istotne jest, aby uwzględnić wskaźnik emisji GHG odpowiedni dla ścieżki produkcji wykorzystanego wodoru. Można posłużyć się wartościami standardowymi, jeśli są dostępne, lub przeprowadzić obliczenia dla konkretnej instalacji. Jeśli frakcja wodna poddawana jest utylizacji, należy również uwzględnić emisję z tego procesu.

Sumaryczna emisja GHG generowana przez cały zespół instalacji alokowana jest do frakcji benzynowej i frakcji oleju napędowego proporcjonalnie do udziału energetycznego w produktach, zgodnie z wzorem:

$$C_i = C_i \cdot Q_i \cdot LHV_i / \sum (Q_i \cdot LHV_i) \quad (4)$$

gdzie:

C_i – całkowita emisja GHG z procesu produkcyjnego aż do momentu, gdy produkty są rozdzielane, wyrażona w jednostkach masy CO_{2eq},

C_i – ilość C_i zaalokowana do strumienia i wyrażona w jednostkach masy CO_{2eq},

Q_i – ilość wyprodukowanego strumienia i wyrażona w jednostkach energii,

LHV_i – wartość opałowa strumienia i wyrażona w jednostkach energii na jednostkę masy.

Wyznaczenie sumarycznej emisji GHG w cyklu życia biokomponentu benzynowego / oleju napędowego uzyskanego w procesie pirolizy biomasy

Wytwórca biokomponentu zobowiązany jest do wyznaczenia emisji GHG w cyklu życia i redukcji względem odpowiednika kopalnego. Zgodnie z wymaganiami dyrektywy RED II (Dyrektywa 2018/2001) emisję tę oblicza się zgodnie ze wzorem:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} \quad (5)$$

gdzie:

E – emisja całkowita spowodowana stosowaniem paliwa,
 e_{ec} – emisja w ujęciu rocznym spowodowana wydobyciem lub uprawą surowców,

e_l – emisja w ujęciu rocznym spowodowana zmianami ilości pierwiastka węgla w związku ze zmianą sposobu użytkowania gruntu,

e_p – emisja spowodowana procesami technologicznymi,

e_{td} – emisja spowodowana transportem i dystrybucją,

e_u – emisja spowodowana stosowanym paliwem,

e_{sca} – wartość ograniczenia emisji spowodowanego akumulacją pierwiastka węgla w glebie dzięki lepszej gospodarce rolnej,

e_{ccs} – ograniczenie emisji spowodowane wychwytywaniem ditlenku węgla i składowaniem w głębokich strukturach geologicznych,

e_{ccr} – ograniczenie emisji spowodowane wychwytywaniem ditlenku węgla i jego zastępowaniem.

Wytwórca biokomponentu będzie zobowiązany przeliczyć wszystkie składowe na jednostkę gCO_{2eq}/MJ energii zawartej w biokomponencie (odrębnie benzynowym i oleju napędowego), zgodnie ze wzorami (1)–(3), i zsumować. Wartość e_{ec} w przypadku surowca z pozostałości będzie wynosić zero, natomiast w przypadku upraw celowych będzie przekazywana przez dostawcę biomasy. Również jeśli uprawy będą prowadzone na gruncie, którego status (zgodnie z kategoriami IPCC (Milne and Jallow, 2003)) został zmieniony, konieczne będzie uwzględnienie emisji wynikającej ze zmian ilości pierwiastka węgla spowodowanych zmianą statusu gruntu. Wartość tę również przekaże certyfikowany dostawca biomasy. Emisja spowodowana procesami technologicznymi to suma emisji GHG generowanej na etapie pirolizy i uszlachetniania z wykorzystaniem procesów wodorowych. Emisja spowodowana

transportem i dystrybucją to sumaryczna emisja z transportu i magazynowania biomasy oraz produktów gotowych. Powinna ona uwzględniać również emisję generowaną na etapie dystrybucji paliw gotowych. Zgodnie z Systemem KZR INiG dodana powinna być wartość 0,55 gCO₂eq/MJ (System KZR INiG).

Przyjmuje się, że emisja z etapu spalania dla produktów pochodzących z biomasy wynosi zero. Jeśli takie procesy wystąpią, dyrektywa RED (Dyrektywa 2018/2001) daje możliwość obniżenia wyznaczonej wartości emisji GHG dzięki lepszej gospodarce rolnej (e_{sca}), wyłapywaniu ditlenku węgla i jego zastępowaniu lub składowaniu w głębokich strukturach geologicznych (e_{ccr} , e_{ccs}). Suma składowych wymienionych we wzorze (5) jest następnie porównywana do odpowiednika kopalnego, który wynosi 94 gCO₂eq/MJ (Dyrektywa 2018/2001), zgodnie ze wzorem:

$$OGRANICZENIE = (E_F - E_B)/E_F \quad (6)$$

gdzie:

E_B – całkowita emisja z biopaliwa lub biopłynów,

E_F – całkowita emisja z kopalnego odpowiednika.

Podsumowanie

Produkcja wysokojakościowych komponentów paliw silnikowych z biomasy, w szczególności z biomasy pozostałościowej/odpadowej, wymaga wdrożenia zaawansowanych technologii. Jednocześnie, zgodnie z dyrektywą 2018/2001, produkt końcowy musi spełnić kryteria zrównoważonego rozwoju w zakresie redukcji emisji GHG względem odpowiednika kopalnego (wynoszącego 94 gCO₂eq/MJ). Z tego powodu wszystkie prace badawcze prowadzone w kierunku optymalizacji procesu pirolizy biomasy stałej powinny przebiegać równolegle z oceną emisyjności procesu i z uwzględnieniem pozostałych składowych emisji GHG w cyklu życia.

Artykuł opracowano na podstawie pracy statutowej pt. *Emisja GHG dla etapu pirolizy biomasy stałej* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia 0080/TP/2020, nr archiwalny: DK-4100-0068/2020.

Literatura

- Basiura M., Żyjewska U., Siuda T., 2020. Możliwości wykorzystania destylatów alkoholowych jako paliwa opałowego. *Nafta-Gaz*, 3: 186–191. DOI: 10.18668/NG.2020.03.05.
- Berdechowski K., 2020. Ocena wpływu kluczowych czynników na emisję GHG w cyklu życia biometanu. *Nafta-Gaz*, 9: 630–636. DOI: 10.18668/NG.2020.09.09.
- Kung C.C., McCarl B.A., Chen C.C., 2014. An Environmental and Economic Evaluation of Pyrolysis for Energy Generation in Taiwan with Endogenous Land Greenhouse Gases Emissions. *Int. J. Environ. Res. Public Health*, 11: 2973–2991. DOI: 10.3390/ijerph110302973.
- Lubowicz J., 2009. Węglowodory z odpadowych tworzyw sztucznych i biomasy. *Nafta-Gaz*, 9: 712–717.

- Milne R., Jallow B.P. (eds.), 2003. Basis For Consistent Representation of Land Areas. [W:] Penman et al. (eds.): Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. *Published by the Institute for Global Environmental Strategies (IGES) for the IPCC*. ISBN 4-88788-003-0. <https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_files/Chp2/Chp2_Land_Areas.pdf> (dostęp: czerwiec 2021).
- Niemczewska J., Zaleska-Bartosz J., 2020. Wprowadzenie do oceny śladu środowiskowego dla sektora produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. *Nafta-Gaz*, 8: 527–532. DOI: 10.18668/NG.2020.08.05.
- Padella M., O’Connell A., Prussi M., Flitris E., Lonza L., 2019. Sustainable Advanced Biofuels: Technology Development Report, EUR 29908 EN. *European Commission, Luxembourg*. ISBN 978-92-76-12431-3. DOI: 10.2760/95648, JRC118317.
- Peters J.F., Iribarren D., Dufour J., 2015. Simulation and life cycle assessment of biofuel production via fast pyrolysis and hydrougrading. *Fuel*, 139: 441–456.
- Rogowska D., Berdechowski K., 2013. Ocena wpływu sposobu alokacji emisji w procesie produkcji biopaliwa na wartość emisji gazów cieplarnianych. *Nafta-Gaz*, 3: 226–234.
- Rogowska D., Pajda M., 2020. Applications of sustainable biogas. *Nafta-Gaz*, 10: 750–756. DOI: 10.18668/NG.2020.10.11.
- Shemfe M.B., Whittaker C., Gu S., Fidalgo B., 2016. Comparative evaluation of GHG emissions from the use of *Miscanthus* for biohydrocarbon production via fast pyrolysis and bio-oil upgrading. *Applied Energy*, 176: 22–33. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.04.113.
- Snowden-Swan L.J., Male J.L., 2012. Summary of Fast Pyrolysis and Upgrading GHG Analyses. *Pacific Northwest National Laboratory*. PNNL-22175.
- Spaeth J., 2019. Drop-In Biofuels: The Key Role of Co-Processing. <<https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2019/May/biojet-EUBCE/6-Jim-Spaeth.pdf?la=en&hash=CB5D91F6C-9B4109885A7CFEE71281893A25F22DD>> (dostęp: grudzień 2020).
- System KZR INiG. <<http://kzr.inig.eu>> (dostęp: grudzień 2020).
- Yang Q., Han F., Chen Y., Yang H., Chen H., 2016. Greenhouse gas emissions of a biomass-based pyrolysis plant in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53: 1580–1590. DOI: 10.1016/j.rser.2015.09.049.

Akty prawne i normatywne

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy. Dz. Urz. UE, L 312/3
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz. Urz. UE, L 140/16.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. Urz. UE, L 328/82.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009 z dnia 21 października 2009 r. określające przepisy sanitarne dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego, nieprzeznaczonych do spożycia przez ludzi, i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1774/2002 (rozporządzenie o produktach ubocznych pochodzenia zwierzęcego). Dz. Urz. UE L, 300/1



Dr inż. Delfina ROGOWSKA
Starszy specjalista badawczo-techniczny; zastępca kierownika Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych. Biuro Systemów Certyfikacji Biomasy Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
E-mail: delfina.rogowska@inig.pl