

Delfina Rogowska

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Janusz Jakóbiec

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica

Emisja GHG w cyklu życia paliw silnikowych. Część II – wytyczne do konstruowania bilansu energetycznego produkcji

W artykule pokrótce omówiono tendencje prawne w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wynika z nich, że obecnie emisja GHG (*greenhouse gases*) nie skupia się jedynie na emisji ze spalania, ale uwzględnia również emisję generowaną w całym cyklu życia paliwa. Przedstawiono główne etapy cyklu życia paliw silnikowych, ze szczególnym uwzględnieniem etapu przerobu ropy w rafinerii. Artykuł skupia się na etapie produkcji w rafinerii. Mając na uwadze powyższe, przedyskutowano wykorzystanie energii przez jednostki produkujące komponenty paliwowe. Przedstawiono również zasady inwentaryzacji źródeł energii na przykładzie modelowej rafinerii.

Słowa kluczowe: LCA, paliwa silnikowe, emisja GHG, bilans energetyczny LCA.

GHG emission in the motor fuel life cycle. Part II – guidelines for the determination of production energy balance

In the article current legal tendencies in GHG emission reduction were briefly discussed. They suggest, that presently GHG emission does not focus only on pipe emission, but also takes into account, emission generated in the whole life cycle of fuel. The main steps of the motor fuel life cycle with particular emphasis on emission sources, were briefly discussed. The article concentrates on the refinery production stage. In light of the above, the use of energy by units producing fuel components was discussed in the article. The rules for the carrying out of inventory of energy sources on an example of a model of refinery were also presented.

Key words: LCA, motor fuels, GHG emission, energy balance.

Wstęp

Ropa naftowa jest istotnym nośnikiem energii, a także znaczącym surowcem do syntez chemicznych w różnych gałęziach przemysłu. Niezmiernie ważna rola ropy naftowej wynika z tego, że jest ona obecnie głównym surowcem do produkcji paliw płynnych, stosowanych w transporcie, a także innych produktów niezbędnych do zaspokajania potrzeb gospodarczych na świecie, takich jak środki smarowe, produkty parafinowe i woski, asfalty, surowce petrochemiczne oraz inne specyfiki naftowe. Z drugiej strony wysoka świadomość ekologiczna współczesnych społeczeństw sprawia,

że oprócz kwestii takich jak cena i jakość, coraz istotniejszy staje się wpływ produktu na środowisko naturalne. Obecnie w świecie toczy się dyskusja dotycząca wpływu działalności człowieka na globalne ocieplenie i zmiany klimatu na Ziemi. Pomimo tego, że zdania co do zasadności ograniczania emisji GHG są podzielone, podejmowane są działania, w tym na skalę globalną, zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Trendy te są również widoczne w sektorze przerobu ropy naftowej – w sektorze paliwowym i energetycznym. Do roku 2050 przewiduje się obniżenie emisji

w sektorze energii o 85% [2]. Cel ten może być osiągnięty kilkoma metodami – z uwzględnieniem zarówno intensyfikacji pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, poprawy efektywności energetycznej, jak i bezpośredniej redukcji emitowanych gazów cieplarnianych. Ten ostatni sposób znalazł wyraz w dyrektywie 2009/30/WE [11], zwanej potocznie dyrektywą FQD (*Fuel Quality Directive*). Do najważniejszych zmian wprowadzonych tą dyrektywą należy zwiększenie maksymalnej zawartości biokomponentów w paliwach silnikowych, a także nałożenie na dostawców paliw obowiązku ograniczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia. Zgodnie ze szczegółami zawartymi w art. 7a ust. 2: „Państwa członkowskie wymagają od dostawców możliwie stopniowego zmniejszania emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia w przeliczeniu na jednostkę energii uzyskanej z paliw i energii dostarczonej o maksymalnie 10% do dnia 31 grudnia 2020 r. w stosunku do podstawowej normy dla paliw, o której mowa w ust. 5 lit. b) [dyrektywy FQD]. Zmniejszenie to składa się z:

- a) 6% do dnia 31 grudnia 2020 r. Dla celów zmniejszenia emisji państwa członkowskie mogą wymagać od dostawców spełnienia następujących celów przejściowych: 2% do dnia 31 grudnia 2014 r. i 4% do dnia 31 grudnia 2017 r.;
- b) wskaźnikowego celu dodatkowego 2% do dnia 31 grudnia 2020 r., z zastrzeżeniem art. 9 ust. 1 lit. h), osiąganego za pośrednictwem jednej lub obu następujących metod:
 - zaopatrzenia transportu w energię dostarczaną w celu stosowania we wszelkiego rodzaju pojazdach drogowych lub maszynach jezdnych nieporuszających się po drogach (w tym w statkach żeglugi śródlądowej),

ciągnikach rolniczych i leśnych oraz statkach rekreacyjnych,

- wykorzystania wszelkich technologii (w tym wychwytywania i składowania ditlenku węgla) umożliwiających zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia dostarczonego paliwa lub energii w przeliczeniu na jednostkę energii;
- c) wskaźnikowego celu dodatkowego 2% do dnia 31 grudnia 2020 r., z zastrzeżeniem art. 9 ust. 1 lit. i), osiąganego za pośrednictwem wykorzystania kredytów nabytych w ramach mechanizmu czystego rozwoju protokołu z Kioto, na warunkach określonych w dyrektywie 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, w celu redukcji emisji w sektorze dostaw paliw”.

Z wymienionych powyżej trzech celów cel pierwszy, wyznaczający minimalną wartość redukcji emisji na 6%, jest obowiązkowy, a pozostałe dwa są dodatkowe.

Warto zwrócić uwagę na fakt, że emisja GHG w tym przypadku, inaczej niż do celów ETS (*emissions trading system*), tj. handlu emisjami, liczona jest nie tylko jako pochodząca z samego procesu spalania, ale również jako emisja generowana w cyklu życia. Oznacza to, że do przeprowadzenia obliczeń uwzględnić należy emisję GHG uwalnianą na wszystkich etapach produkcji paliw, począwszy od wydobycia ropy naftowej [9].

Artykuł niniejszy stanowi kontynuację tematyki przedstawionej w publikacji *Emisja GHG w cyklu życia paliw silnikowych. Część I – wytyczne do konstruowania bilansu masowego produkcji* [8].

LCA jako metoda oceny paliw silnikowych

Ocena cyklu życia produktu jest narzędziem pozwalającym na kompleksowe oszacowanie jego oddziaływania na środowisko naturalne, uwzględniającym nie tylko wpływ samej produkcji i użytkowania produktu, ale także oddziaływanie na środowisko podczas pozyskania surowców i utylizacji produktów. Z tego powodu technika LCA (*life cycle assessment*) stała się popularnym narzędziem wykorzystywanym nie tylko do celów marketingowych, ale również decyzyjnych.

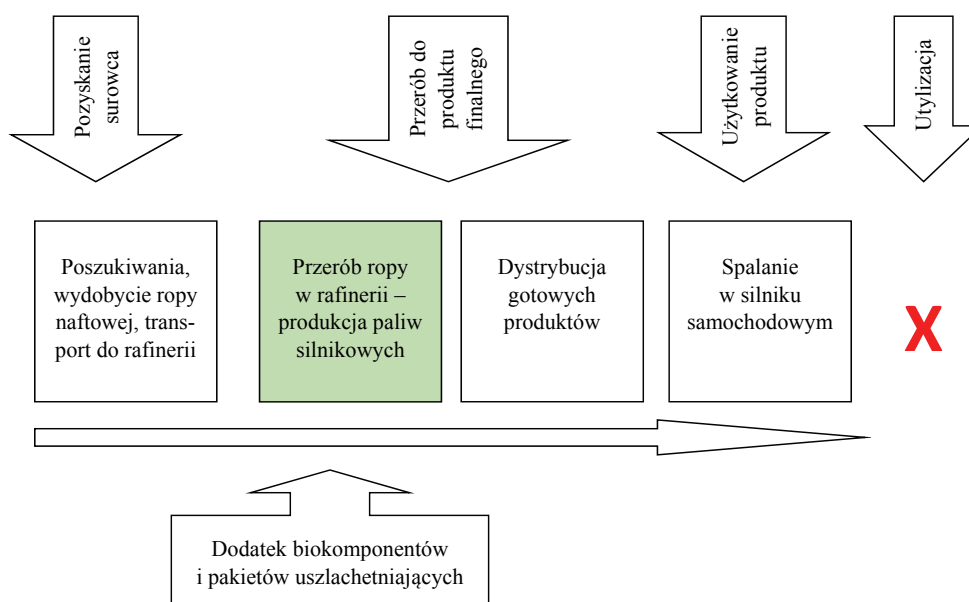
Na cykl życia każdego produktu składają się te same etapy: pozyskanie surowca, jego przerób do produktu finalnego, użytkowanie produktu oraz jego utylizacja. Na rysunku 1 przedstawiono etapy cyklu życia paliw silnikowych.

Na każdym z zaznaczonych na rysunku etapów zużywa jest energia, co wiąże się jednocześnie z emisją gazów cieplarnianych do atmosfery. W przypadku produkcji paliw silnikowych każdy z etapów (wydobycie i transport ropy do

rafinerii, przerób w rafinerii, transport i dystrybucja paliw silnikowych oraz spalanie w silniku samochodu) może być traktowany jak odrębny system obliczeniowy.

Pierwszy ze wspomnianych etapów to wydobycie i transport ropy naftowej. Według [1] wielkość emisji gazów cieplarnianych generowanej w fazie wydobycia ropy naftowej zależy od ośmiu głównych parametrów:

- czasu eksploatacji pola naftowego,
- stosunku objętości rozpuszczonego gazu złożowego do ilości wydobytej ropy,
- głębokości szybu,
- ciśnienia wydobycia,
- lepkości ropy naftowej,
- ciężaru właściwego ropy według API (American Petroleum Institute), pozwalającego na szybkie zdiagnozowanie, czy ropa jest „lekka”, czy „ciężka”,



Rys. 1. Cykl życia paliw silnikowych

- typu wydobywanego surowca (konwencjonalne ropy, piaski roponośne, inne surowce),
- sposobu wydobywania ropy naftowej (na lądzie, na morzu, metodą odkrywkową itp.).

Istotną składową dla tego etapu – poza emisją GHG wynikającą ze zużycia energii – jest emisja GHG uwalniana w wyniku spalania w pochodniach i bezpośredniego zrzutu gazu złożowego do atmosfery oraz emisja lotna. Emisja lotna (utajona) to emisja niecelowa i niekontrolowana, powstająca na zaworach oraz uszczelnkach urządzeń i aparatury. Jest trudna do oszacowania. W praktyce do oceny tej emisji korzysta się ze wskaźników oszacowanych przez Kanadyjskie Stowarzyszenie Producentów Naftowych (CAPP), amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (EPA) oraz Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy i Gazu (OGP) [6, 10]. Kolejnym etapem po wydobywaniu ropy jest jej transport do rafinerii. Generowana wtedy wielkość emisji GHG zależy głównie od trzech czynników [1]:

- odległości pomiędzy polami naftowym a rafinerią,
- gęstości ropy,
- rodzaju zastosowanego transportu.

Odległość, rodzaj transportu, a także infrastruktura baz paliwowych i stacji paliw będzie miała wpływ na emisję GHG wynikającą z transportu paliw z rafinerii do końcowego odbiorcy. W przypadku paliw silnikowych ostatnim etapem jest ich spalanie w silniku, a więc nie istnieje etap utylizacji zuży-

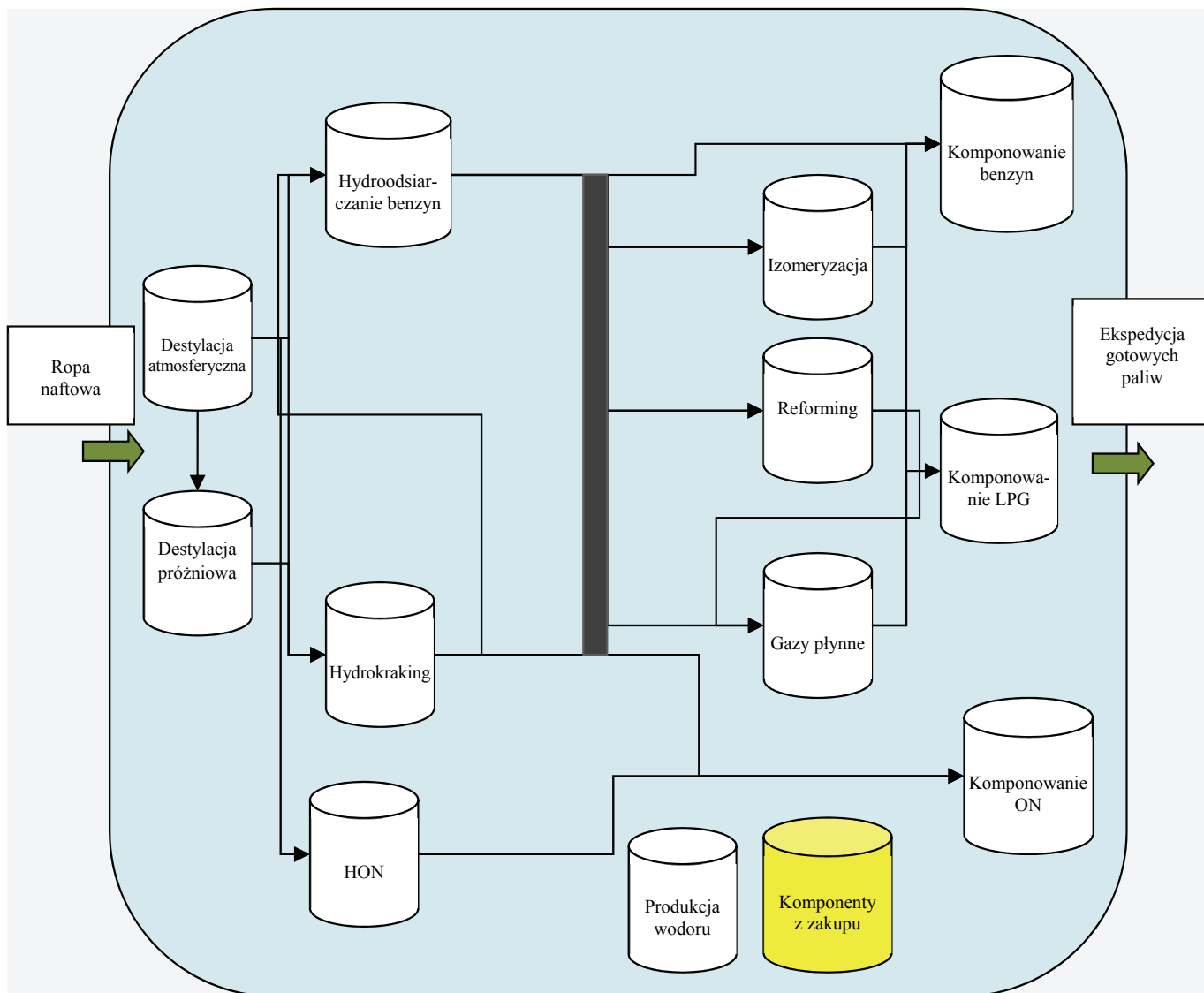
tego produktu. Natomiast etap spalania jest etapem mającym największy udział w całkowitej emisji GHG liczonej w cyklu życia [7], wynoszący prawie 80%. Na ten etap dostawca paliwa, zobowiązany do redukcji emisji GHG, ma jednak ograniczony wpływ. Jedynym narzędziem pozwalającym na zmniejszenie emisji na tym etapie jest stosowanie niskoemisyjnych komponentów paliw, takich np. jak biopaliwa. Efektywność tej metody została oceniona w [5]. W wyniku przeprowadzonych prac stwierdzono, że przy założeniu struktury dostaw charakterystycznej dla polskich dostawców możliwe jest osiągnięcie celu roku 2020 dopiero przy ponad 20-proc. (*V/V*) udziale biokomponentów o typowych wskaźnikach emisji GHG – lub przy zakupie etanolu o wskaźniku **12,0 g CO₂ eq/MJ** oraz dla FAME **14,6 g CO₂ eq/MJ** przy obecnym udziale biokomponentów. 20-proc. udział biokomponentów oznacza sumaryczny udział biokomponentów i biopaliw w całej puli paliw. Uzyskanie tak wysokiej zawartości biokomponentów lub zakup biokomponentów o tak niskich wskaźnikach emisji GHG są trudne do realizacji w praktyce. Dlatego należy również rozważyć możliwość redukcji emisji gazów cieplarnianych na innych etapach cyklu życia paliw silnikowych. Drugim co do wielkości udziału w emisji GHG w cyklu życia jest etap przerobu ropy w rafinerii. Według [7] jego udział wynosi 11%.

Dalsza część niniejszego artykułu została poświęcona zagadnieniom związanym z obliczaniem emisji GHG na etapie produkcji paliw w rafinerii.

Zużycie energii w rafinerii do produkcji paliw silnikowych

Zgodnie z metodologią LCA [12, 13] podstawowymi krokami przy przeprowadzaniu obliczeń jest zdefiniowanie granic systemu obliczeniowego, wejść do systemu i wyjść z nie-

go. Strumieniem wejściowym dla tego etapu jest ropa naftowa, natomiast wyjściowym – paliwa silnikowe. Wewnątrz systemu obliczeniowego znajdują się instalacje rafineryjne



Rys. 2. Uproszczony schemat rafinerii

produkujące komponenty paliwowe. Uproszczony schemat modelowej rafinerii przedstawiono na rysunku 2.

Ponieważ w rafinerii oprócz paliw produkowane są inne produkty naftowe, emisja GHG powinna być zaalokowana do wszystkich produktów. Zagadnienie to zostało szczegółowo omówione w [8]. Wyznaczone z wykorzystaniem równań przedstawionych w [8] współczynniki alokacji w następnej kolejności należy przemnożyć przez ilości poszczególnych mediów energetycznych wykorzystanych przez kolejne instalacje produkujące komponenty paliw silnikowych.

Do realizacji tego procesu obliczeniowego niezbędne jest sporządzenie bilansu energetycznego instalacji rafinerijnych. Pierwszy krok stanowi przeprowadzenie inwentaryzacji (rodzaj i ilość) wykorzystywanych mediów energetycznych przez poszczególne jednostki produkcyjne. Należy zwrócić uwagę, że media energetyczne na jednostkach produkcyjnych mogą być rozliczane w różnych jednostkach (np. energia elektryczna w kWh, ciepło w parze w GJ). Na-

tomiast do przeprowadzenia obliczeń niezbędne jest wyrażenie wielkości zużycia danego rodzaju medium na kolejnych instalacjach w tej samej jednostce. Na podstawie danych z [3, 4] w tabelicy 1 oraz na rysunku 3 przedstawiono wielkości zużycia poszczególnych mediów energetycznych przez jednostki produkcyjne wytwarzające komponenty paliw silnikowych.

Dane przedstawione w tabelicy 1 oraz na rysunku 3 obrazują całkowite zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje produkujące komponenty paliwowe. W przypadku hydrokrakingu, reformingu i instalacji do hydroodsiarczania olejów napędowych (HON) przy zużyciu pary technologicznej zinventaryzowano wartości ujemne. Te ilości energii w postaci pary technologicznej zostały z instalacji skierowane do sieci pary. Przyjęto, że odzysk pary pomniejszy zużycie energii na instalacji. W konsekwencji będzie to skutkowało mniejszymi wartościami emisji GHG przypisanymi do paliw na tych instalacjach.

Tablica 1. Wielkości zużycia poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafinerijne produkujące komponenty paliwowe w modelowej rafinerii

Instalacja Medium energetyczne	Destylacja atmosferyczna	Destylacja próżniowa	Hydrokraking	Hydroodsiarczanie benzyn	Produkcja wodoru	Odzysk wodoru	Izomeryzacja	Reforming	HON	Wydzielanie gazów płynnych
Energia elektryczna	332 328	157 974	1 190 410	48 837	277 304	37 032	107 650	531 030	360 550	33 137
Olej opałowy	5 201 250	3 679 669	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz opałowy	3 143 168	1 914 833	3 833 957	786 696	1 963 091	0	0	7 388 389	1 321 781	0
Gaz opałowy resztkowy	0	0	0	0	33 649 155	0	0	0	0	0
Para wysokociśnieniowa	0	0	-3 186 474	0	1 891 997	0	0	2 991 585	1 555 012	0
Para średnociśnieniowa	155 286	677 927	0	4 173	0	0	2 003 994	129 001	-605 852	0
Para niskociśnieniowa	1 040 872	194 376	2 957	26 571	177 157	5 011	2 359 672	-4 264 675	-898 829	235 000
Woda technologiczna	0	0	1 133 899	0	0	0	0	386 038	122 937	0
Suma zużycia energii	9 872 903	6 624 778	2 974 748	866 277	37 958 703	42 043	4 471 316	7 161 368	1 855 598	268 137

Analiza danych przytoczonych w tablicy 1 wskazuje, że udział poszczególnych mediów energetycznych na instalacjach jest różny. Praktycznie w każdym przypadku zużywana jest energia elektryczna i para technologiczna, natomiast paliwa kotłowe – tylko na wybranych instalacjach. Sporządzona inwentaryzacja mediów energetycznych pozwala również na przeprowadzenie oceny energochłonności poszczególnych instalacji i analizę możliwości oszczędności w tym zakresie. Bilans energetyczny jest podstawą do sporządzenia bilansu emisji GHG. W zależności od źródła danego medium energetycznego oraz przyjętych wskaźników emisja GHG wnoszona wraz z jego wykorzystaniem będzie różna. W kolejnym etapie przypisanie emisji GHG do poszczególnych mediów energetycznych pozwoli również na optymalizację źródeł energii pod kątem emisji gazów cieplarnianych.

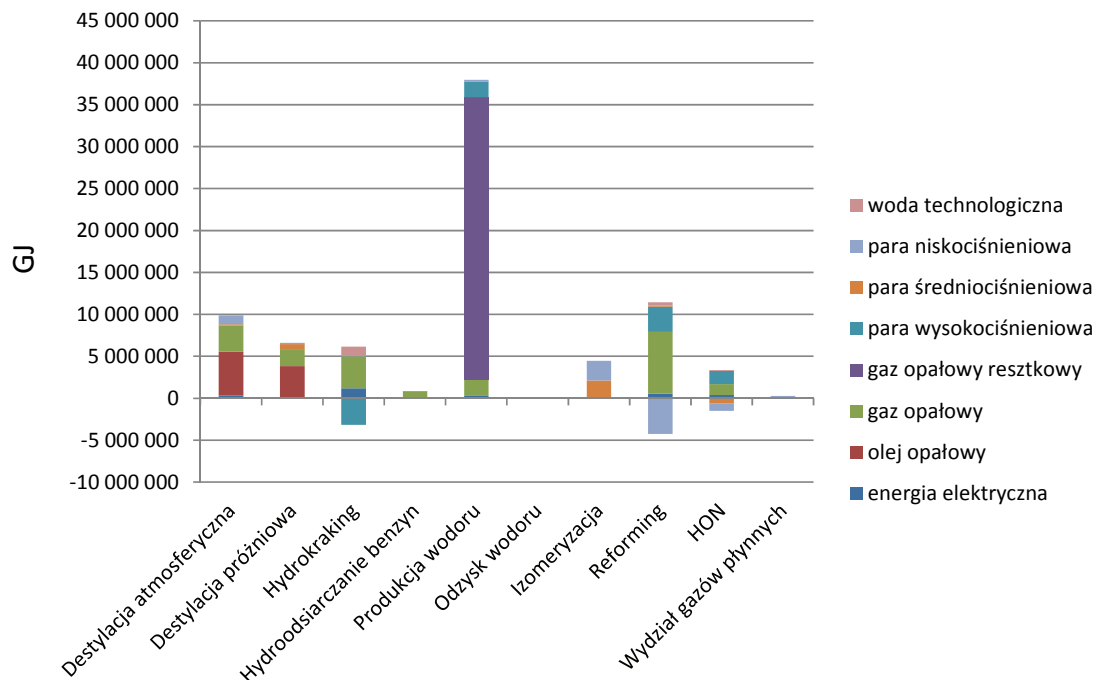
Podsumowanie

Polityka Unii Europejskiej od wielu lat systematycznie dąży do redukcji emisji gazów cieplarnianych, takie są też obecne tendencje światowe w tym zakresie. Kierunek ten jest również widoczny w sektorze paliw transportowych, głównie poprzez wprowadzone regulacje prawne. Co istotne i odmienne w stosunku do zarządzania emisją CO₂ w ramach EU ETS, według dyrektywy FQD [11] uwzględnia się emisję wygenerowaną w cyklu życia paliwa, a więc powstałą od momentu wydobywania ropy naftowej. W artykule przedstawiono sposób sporządzania bilansu energetycznego dla etapu produkcji paliw silnikowych w modelowej rafinerii uwzględniającego zużycie mediów energetycznych przez poszczególne instalacje. Bilans energetyczny wraz z bilansem masowym są podstawą do opracowania bilansu emisji GHG i wyznaczenia wskaźników dla etapu produkcji.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 10, s. 857–862,

DOI: 10.18668/NG.2016.10.11

Artykuł nadesłano do Redakcji 10.08.2016 r. Zatwierdzono do druku 30.09.2016 r.



Rys. 3. Zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne produkujące komponenty paliwowe w modelowej rafinerii

Literatura

- [1] Antosz A., Syrek H.: *Emisje gazów cieplarnianych w procesach wydobycia i transportu ropy naftowej*. Nafta-Gaz 2012, nr 4, s. 233–240.
- [2] Dechamps P.: *Update on EU Regulatory Developments*. 7th Annual Global Refining Summit, Barcelona, 22.05.2013.
- [3] Dokumentacja INiG – PIB, nr archiwalny: DK-4100-200/13, praca niepublikowana.
- [4] Dokumentacja INiG, nr archiwalny: DK-4100-238/10, praca niepublikowana.
- [5] Dokumentacja INiG, nr archiwalny: DK-4100-41/13, wrzesień 2013, praca niepublikowana.
- [6] Energy-Redefined LLC: *Carbon Intensity of Crude Oil in Europe Crude*. December 2010; http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_crudeoil_Europe_Dec2010.pdf (dostęp: sierpień 2016).
- [7] Keesom W., Unnasch S., Moretta J.: *Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes*. Alberta Energy Research Institute, File No: AERI 1747, July 2009.
- [8] Rogowska D., Jakóbiec J.: *Emisja GHG w cyklu życia paliw silnikowych. Część I – wytyczne do konstruowania bilansu masowego produkcji*. Nafta-Gaz 2014, nr 9, s. 639–646.
- [9] Syrek H., Rogowska D.: *Development of refining industry and reduction of greenhouse gas emission*. Nafta-Gaz 2011, nr 7, s. 474–482.
- [10] Unnasch S. et al.: *Assessment of Life Cycle GHG Emissions Associated with Petroleum Fuels*. Life Cycle Associates Report LCA-6004-3P. Prepared for New Fuels Alliance, 2009; http://www.newfuelsalliance.org/NFA_PImpacts_v35.pdf (dostęp: sierpień 2016).

Akty prawne i normatywne

- [11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG.
- [12] PN-EN ISO 14040:2009 *Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Zasady i struktura*.
- [13] PN-EN ISO 14044:2009 *Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne*.



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



Prof. dr inż. Janusz JAKÓBIEC
 Profesor nadzwyczajny Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie. Wydział Energetyki i Paliw Katedra Technologii Paliw al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
 E-mail: jjakobie@agh.edu.pl