

Delfina Rogowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Janusz Jakóbiec

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw

Wpływ danych źródłowych na szacowanie emisji GHG w cyklu życia paliw silnikowych – etap produkcji

W artykule przedstawiono problem wpływu przyjętych wskaźników emisji GHG (ang. *greenhouse gases* – gazy cieplarniane) dla mediów energetycznych na wynik finalny. Dla oceny tego wpływu przeprowadzono symulację obliczeniową. Symulacja rozważała trzy warianty, w których zastosowano różne wskaźniki emisji GHG, głównie dla energii elektrycznej i oleju opałowego. Wyniki wskazują, że różnica w wyznaczonej emisji GHG pomiędzy wariantami może wynosić do 40%.

Słowa kluczowe: LCA, emisja GHG, paliwa silnikowe.

The impact of source data on the estimation of GHG emissions in the life cycle of motor fuels – production stage

In the article the problem of the impact of established GHG emission factors for energy media on the final result was discussed. In order to assess the impact a simulation was carried out. The simulation considered three cases where different GHG emission factors, especially for electricity and heating fuel, were applied. The result shows, that the difference between cases may be up to 40%.

Key words: LCA, GHG emission, motor fuel.

Wstęp

Redukcja emisji gazów cieplarnianych generowanej w związku z działalnością człowieka to w dalszym ciągu priorytet polityk wielu państw na świecie. Co więcej, ważna jest nie tylko emisja CO₂ powstająca bezpośrednio w wyniku spalania paliw („emisja na kominie”), ale istotne jest także, by oceniać emisję GHG w cyklu życia produktu. Dzięki temu podejściu zmniejsza się ryzyko zjawiska, że obniżenie emisji GHG na jednym z etapów, np. wytwarzaniu półpro-

duktów, spowoduje zwiększenie emisji GHG na innym (np. na etapie utylizacji).

Problem szacowania emisji GHG w cyklu życia występuje również w obszarze paliw silnikowych, zarówno w sferze badań naukowych [4, 12], opracowań na zlecenie decydentów [2, 3, 5], jak i finalnie aktów prawnych [15, 16, 19]. Niniejszy artykuł stanowi kontynuację wyników prac przedstawionych w [7, 8].

Emisja w cyklu życia – przeprowadzanie obliczeń

Wytyczne w zakresie oceny produktu w cyklu życia podają normy [17, 18], mają one jednak charakter ogólny, choć prowadzone są również prace poświęcone paliwom [3]. Dla biokomponentów zostały opracowane i zaakceptowane przez Komisję Europejską bardziej szczegółowe wytyczne,

takie jak np. wymagania systemu KZR INiG [6, 10]. Zgodnie z tymi wymaganiami emisję GHG w cyklu życia biopaliw można obliczać poprzez zastosowanie wartości rzeczywistych, wartości podanych w dyrektywie RED [14] lub kombinacji wartości domyślnych i rzeczywistych. Do obliczania

emisji GHG w cyklu życia kopalnych paliw silnikowych nie istnieją tak jednoznaczne wytyczne, ale stosując podobną regułę jak w przypadku biopaliw, cykl życia paliw konwencjonalnych można podzielić na następujące etapy:

- wydobycie ropy naftowej i transport do rafinerii,
- przerób w rafinerii,
- transport i dystrybucja paliw,
- spalanie w silniku samochodowym.

Wyznaczenie emisji GHG dla etapu przerobu ropy w rafinerii

Pierwszym krokiem przed rozpoczęciem obliczeń jest wyznaczenie granic systemu obliczeniowego, zdefiniowanie wejść i wyjść oraz inwentaryzacja danych. Do oceny wpływu przyjętych do obliczeń danych wykorzystany został model rafinerii przedstawiony w [7, 8]. W publikacjach tych w sposób szczegółowy opisano sposób wyznaczania bilansu masy, współczynników alokacji emisji GHG do produktów oraz bilansu energetycznego. Informacje te zostały wykorzystane w dalszej części niniejszego artykułu.

Zgodnie z przyjętymi założeniami jest to rafineria o prostym schemacie przeróbki ropy z wykorzystaniem następujących instalacji:

- destylacja atmosferyczna,
- destylacja próżniowa,
- hydrokraking,
- hydroodsiarczanie benzyn,
- produkcja wodoru,
- odzysk wodoru,
- izomeryzacja,
- reforming,
- HON,
- wydział gazów płynnych,

w której uzyskuje się takie produkty jak: benzyna bezołowiowa 95, benzyna bezołowiowa 98, olej napędowy, LPG.

Do przeprowadzenia obliczeń przyjęto następujące założenia:

- głównym źródłem emisji GHG jest wykorzystanie paliw i mediów energetycznych w instalacjach produkcyjnych,
- ze względu na niewielki udział emisji generowanej przez procesy pomocnicze i działalność socjalno-bytową to źródło emisji GHG nie zostanie uwzględnione w obliczeniach,
- emisji z produkcji maszyn i urządzeń nie uwzględnia się.

Przyjętą do obliczeń wielkość produkcji paliw w okresie rozliczeniowym przedstawiono w tablicach 1–3.

Dane dotyczące zużycia poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje zaczerpnięto z [7] i przytoczono w tablicy 4.

W przypadku hydrokrakingu, reformingu i instalacji do hydroodsiarczania olejów napędowych (HON) przy zużyciu pary

Ze względu na dostępność danych obliczenia wartości rzeczywistych można z powodzeniem prowadzić dla etapu przerobu w rafinerii, natomiast opierając się na wytycznych dotyczących biopaliw, dla pozostałych etapów można przyjąć wartości domyślne. Ważne jest, aby w każdym z etapów stanowiących odrębny system obliczeniowy stosowano tę samą jednostkę funkcjonalną: gCO₂/MJ energii zawartej w paliwie finalnym.

Tablica 1. Skład komponentowy benzyn silnikowych

| Nazwa komponentu | Benzyna 95 [tony/okres rozliczeniowy] | Benzyna 98 [tony/okres rozliczeniowy] |
|---|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Butan | 54 970 | 0 |
| Benzyna lekka z hydrokrakingu | 5 742 | 0 |
| Benzyna lekka z hydroodsiarczania benzyn | 23 000 | 0 |
| Benzyna ciężka z hydrokrakingu | 0 | 0 |
| Benzyna ciężka z hydroodsiarczania benzyn | 0 | 0 |
| Izomeryzat | 538 000 | 149 986 |
| Izomeryzat fr. ciężka | 116 927 | 0 |
| Reformat | 1 454 446 | 138 620 |
| ETBE | 114 720 | 47 800 |
| Etanol | 121 275 | 0 |

Tablica 2. Skład komponentowy oleju napędowego

| Nazwa komponentu | ON [tony/okres rozliczeniowy] |
|---|-------------------------------|
| Nafta | 720 800 |
| Olej napędowy | 1 408 844 |
| Hydroodsiarczony olej napędowy | 2 984 163 |
| Estry metylowe kwasów tłuszczowych | 358 500 |

Tablica 3. Skład komponentowy LPG

| Nazwa komponentu | LPG [tony/okres rozliczeniowy] |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| Propan z wydziału gazów płynnych | 45 141 |
| Butan z wydziału gazów płynnych | 372 |
| Gaz płynny z wydziału gazów płynnych | 70 878 |
| Gaz płynny z hydrokrakingu | 11 236 |

technologicznej zinwentaryzowano wartości ujemne. Te ilości energii w postaci pary technologicznej zostały z instalacji

Tablica 4. Wielkości zużycia poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne produkujące komponenty paliwowe w modelowej rafinerii

| Instalacja | Zużycie energii [GJ] | | | | | | | | | | HON | Wydział gazów płynnych |
|-----------------------------|--------------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------------|---------------|------------------|------------------|------------------|------------------------|-----|------------------------|
| | Destylacja atmosferyczna | Destylacja próżniowa | Hydrokraking | Hydroodsiarczanie benzyn | Produkcja wodoru | Odzysk wodoru | Izomeryzacja | Reforming | HON | Wydział 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 | 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 | 0 | |
| Gaz opałowy resztkowy | 0 | 0 | 0 | 0 | 33 649 155 | 0 | 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 | 0 | |
| Para średnociśnieniowa | 155 286 | 677 927 | 0 | 4 173 | 0 | 0 | 2 003 994 | 129 001 | -605 852 | 0 | 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 | 0 | |
| Woda technologiczna | 0 | 0 | 1 133 899 | 0 | 0 | 0 | 0 | 386 038 | 122 937 | 0 | 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 | | |

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. Podane w tablicy 4 wartości są wartościami bezwzględnymi, podają zużycie poszczególnych mediów w zadanym okresie rozliczeniowym. Produkty uzyskiwane z każdej z instalacji są wykorzystywane nie tylko jako komponenty paliwowe, ale również kierowane do innych zastosowań. Z tego względu tylko taka część emisji GHG generowanej poprzez wykorzystanie mediów w poszczególnych instalacjach może być zaalokowana do paliw, w jakiej części produkty z tej instalacji kierowane są do produkcji paliw. W sposób szczegółowy zagadnienie to zostało omówione w [8]. Również w [8] zostały wyznaczone współczynniki alokacji emisji GHG do paliw w poszczególnych instalacjach. Wartości te przytoczono za [8] w tablicy 5, a także wykorzystano do dalszych obliczeń.

Tak więc na podstawie wartości podanych w tablicy 4 oraz współczynników alokacji, podanych w tablicy 5, wyznaczono zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne po zaalokowaniu do paliw. Wyniki zamieszczono w tablicach 6–9.

Do obliczenia emisji GHG na etapie przerobu ropy w rafinerii wykorzystany został wzór:

$$C_x = \epsilon_x \cdot F_{ex} \tag{1}$$

gdzie:

C_x – jest wyrażoną w jednostkach masy ilością gazów cieplarnianych (CO_{2eq}) wyemitowanych w zadanym czasie w wyniku zużycia energii;

ϵ_x – jest ilością energii zużytej w zadanym czasie. Jeśli wartość ta nie została dostarczona bezpośrednio, a znana jest tylko ilość zużytego paliwa, do obliczenia tej wielkości należy wykorzystać wartości opałowe;

F_{ex} – jest wskaźnikiem emisji GHG dla danego paliwa uwzględniającym jego wyprodukowanie i zużycie końcowe (wyrażony w jednostce CO_{2eq} /jednostkę energii). Do obliczeń należy przyjąć, że nastąpiło całkowite i zupełne spalanie paliwa. W Polsce w przypadku paliw kopalnych można wykorzystać wskaźniki opracowane przez **Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE)**, stosowane do rozliczeń w ramach handlu uprawnieniami do emisji CO_2 . Jeśli jako paliwo energetyczne stosowane są biopaliwa/biopłyny, F_{ex} powinny być określone zgodnie z metodyką podaną w dokumencie System KZR INiG/8 [11].

Jest to wzór podawany przez metodologię Systemu KZR INiG [11]. Kluczowe pozostaje więc dobranie odpowiedniego wskaźnika emisji GHG dla poszczególnych mediów energetycznych.

Tablica 5. Współczynniki alokacji emisji GHG do paliw na poszczególnych instalacjach

| Instalacja | Sumaryczne obciążenie instalacji | LPG | Benzyna bezołowiowa 95 | Benzyna bezołowiowa 98 | Olej napędowy |
|---------------------------|----------------------------------|--------|------------------------|------------------------|---------------|
| Destylacja atmosferyczna | 56,89% | 0,80% | 14,41% | 1,95% | 39,74% |
| Destylacja próżniowa | 32,07% | 0,22% | 5,28% | 0,68% | 25,88% |
| Hydrokraking | 67,78% | 0,35% | 0,18% | 0,00% | 67,24% |
| Hydroodsiarczanie benzyny | 84,64% | 4,14% | 69,00% | 9,39% | 2,10% |
| Produkcja wodoru | 15,76% | 0,11% | 2,60% | 0,34% | 12,71% |
| Izomeryzacja | 98,97% | 0,00% | 80,53% | 18,44% | 0,00% |
| Reforming | 85,63% | 1,09% | 73,96% | 7,21% | 3,38% |
| HON | 96,68% | 0,01% | 0,01% | 0,00% | 96,67% |
| Wydział gazów płynnych | 68,78% | 43,91% | 20,73% | 2,70% | 1,43% |

Tablica 6. Zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne po zaalokowaniu do LPG [GJ/okres rozliczeniowy]

| Instalacja | Energia elektryczna | Olej opałowy | Gaz opałowy | Gaz opałowy resztkowy | Para wysoko-ciśnieniowa | Para średnio-ciśnieniowa | Para nisko-ciśnieniowa | Woda technologiczna |
|---------------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| Destylacja atmosferyczna | 2 658,624 | 41 610 | 25 145,34 | 0 | 0 | 1 242,288 | 8 326,976 | 0 |
| Destylacja próżniowa | 347,543 | 8 095,272 | 4 212,633 | 0 | 0 | 1 491,439 | 427,6272 | 0 |
| Hydrokraking | 4 166,435 | 0 | 13 418,85 | 0 | -11 152,659 | 0 | 10,3495 | 3 968,647 |
| Hydroodsiarczanie benzyny | 2 021,852 | 0 | 32 569,21 | 0 | 0 | 172,7622 | 1 100,0394 | 0 |
| Produkcja wodoru | 305,0344 | 0 | 2 159,4 | 37 014,071 | 2 081,1967 | 0 | 194,8727 | 0 |
| Izomeryzacja | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Reforming | 1 173,385 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 843,53 | 25 720,4248 | 0 |
| HON | 53,103 | 0 | 738,8389 | 0 | 299,1585 | 12,9001 | -426,4675 | 38,6038 |
| Wydział gazów płynnych | 15 8317,5 | 0 | 580 394 | 0 | 682 805,769 | -266 030 | -394 675,814 | 53 981,64 |

Tablica 7. Zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne po zaalokowaniu do benzyny bezołowiowej 95 [GJ/okres rozliczeniowy]

| Instalacja | Energia elektryczna | Olej opałowy | Gaz opałowy | Gaz opałowy resztkowy | Para wysoko-ciśnieniowa | Para średnio-ciśnieniowa | Para nisko-ciśnieniowa | Woda technologiczna |
|---------------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| Destylacja atmosferyczna | 47 888 | 749 500 | 452 931 | 0 | 0 | 22 377 | 149 990 | 0 |
| Destylacja próżniowa | 8 341 | 194 287 | 101 103 | 0 | 0 | 35 795 | 10 263 | 0 |
| Hydrokraking | 2 143 | 0 | 6 901 | 0 | -5 736 | 0 | 5 | 2 041 |
| Hydroodsiarczanie benzyny | 33 698 | 0 | 542 820 | 0 | 0 | 2 879 | 18 334 | 0 |
| Produkcja wodoru | 7 210 | 0 | 51 040 | 874 878 | 49 192 | 0 | 4 606 | 0 |
| Izomeryzacja | 29 822 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 035 | 0 |
| Reforming | 79 618 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 482 154 | 1 745 213 | 0 |
| HON | 53 | 0 | 739 | 0 | 299 | 13 | -426 | 39 |
| Wydział gazów płynnych | 74 742 | 0 | 274 005 | 0 | 322 354 | -125 593 | -186 327 | 25 485 |

Tablica 8. Zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne po zaalokowaniu do benzyny bezołowiowej 98 [GJ/okres rozliczeniowy]

| Instalacja | Energia elektryczna | Olej opałowy | Gaz opałowy | Gaz opałowy resztkowy | Para wysoko-ciśnieniowa | Para średnio-ciśnieniowa | Para nisko-ciśnieniowa | Woda technologiczna |
|---------------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| Destylacja atmosferyczna | 6 480 | 101 424 | 61 292 | 0 | 0 | 3 028 | 20 297 | 0 |
| Destylacja próżniowa | 1 074 | 25 022 | 13 021 | 0 | 0 | 4 610 | 1 322 | 0 |
| Hydrokraking | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hydroodsiarczanie benzyny | 4 586 | 0 | 73 871 | 0 | 0 | 392 | 2 495 | 0 |
| Produkcja wodoru | 943 | 0 | 6 675 | 114 407 | 6 433 | 0 | 602 | 0 |
| Izomeryzacja | 6 829 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 924 | 0 |
| Reforming | 7 762 | 0 | 0 | 0 | 0 | 144 488 | 170 132 | 0 |
| HON | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Wydział gazów płynnych | 9 735 | 0 | 35 688 | 0 | 41 985 | -16 358 | -24 268 | 3 319 |

Tablica 9. Zużycie poszczególnych mediów energetycznych przez instalacje rafineryjne po zaalokowaniu do oleju napędowego [GJ/okres rozliczeniowy]

| Instalacja | Energia elektryczna | Olej opałowy | Gaz opałowy | Gaz opałowy resztkowy | Para wysoko-ciśnieniowa | Para średnio-ciśnieniowa | Para nisko-ciśnieniowa | Woda technologiczna |
|---------------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| Destylacja atmosferyczna | 132 067 | 2 066 977 | 1 249 095 | 0 | 0 | 61 711 | 413 643 | 0 |
| Destylacja próżniowa | 40 884 | 952 298 | 495 559 | 0 | 0 | 175 448 | 50 305 | 0 |
| Hydrokraking | 800 432 | 0 | 2 577 953 | 0 | -2 142 585 | 0 | 1 988 | 762 434 |
| Hydroodsiarczanie benzyny | 1 026 | 0 | 16 521 | 0 | 0 | 88 | 558 | 0 |
| Produkcja wodoru | 35 245 | 0 | 249 509 | 4 276 808 | 240 473 | 0 | 22 517 | 0 |
| Izomeryzacja | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Reforming | 3 639 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67 735 | 79 757 | 0 |
| HON | 513 347 | 0 | 7 142 356 | 0 | 2 891 965 | 124 705 | -4 122 661 | 373 183 |
| Wydział gazów płynnych | 5 156 | 0 | 18 901 | 0 | 22 237 | -8 664 | 12 853 | 1 758 |

W dalszej części artykułu przedstawiono analizę wpływu doboru wskaźnika emisji GHG dla poszczególnych mediów energetycznych w następujących wariantach:

- wykorzystanie krajowych wskaźników KOBiZE dla paliw kotłowych [13], energia elektryczna z własnej elektrowni,
- wykorzystanie wskaźników Biograce,
- wykorzystanie krajowych wskaźników KOBiZE dla paliw kotłowych i średniego dla Polski wskaźnika emisji GHG dla energii elektrycznej.

Wariant 1

Do przeprowadzenia obliczeń w wariantcie 1 dla paliw kotłowych przyjęto wskaźniki emisji podane w KOBiZE [13] oraz założono, że produkcja energii elektrycznej oraz pary technologicznej odbywa się we własnej elektrowni. Przyjęto, na podstawie [1], że do produkcji energii elektrycznej i pary technologicznej wykorzystywany jest olej opałowy oraz olej opałowy lekki w udziale odpowiednio 0,94 i 0,06.

Wskaźniki przyjęte do obliczeń przedstawiono w tabelicy 10.

W tabelicy 11 przedstawiono emisję GHG obliczoną z wykorzystaniem wskaźników podanych w tabelicy 10.

W następnej kolejności wartości przedstawione w tabelicy 11 należy odnieść do ilości wyprodukowanych paliw. Istotne jest, że ilość paliw należy wyrazić w jednostkach energii MJ, a nie w jednostkach masy. Do przeliczeń przyjęto następujące wartości opałowe: 43 MJ/kg dla benzyny i oleju napędowego oraz 46 MJ/kg dla LPG. Wyniki zawarto w tabelicy 12.

Tablica 10. Wskaźniki emisji GHG dla mediów energetycznych w wariancie 1

| Media energetyczne | Wskaźnik emisji [kgGHG/GJ] |
|------------------------|----------------------------|
| Energia elektryczna | 77,2 |
| Olej opałowy | 77,4 |
| Gaz opałowy | 57,6 |
| Gaz opałowy resztkowy* | 57,6 |
| Para wysokociśnieniowa | 77,2 |
| Para średnociśnieniowa | 77,2 |
| Para niskociśnieniowa | 77,2 |
| Woda technologiczna | 77,2 |

*jak dla gazu rafineryjnego

Tablica 11. Emisja GHG w przyjętym okresie rozliczeniowym po zaalokowaniu do paliw [kg CO₂]

| Paliwa | Energia elektryczna | Olej opałowy | Gaz opałowy | Gaz opałowy resztkowy | Para wysokociśnieniowa | Para średnociśnieniowa | Para niskociśnieniowa | Woda technologiczna |
|------------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------|
| LPG | 13 050 157 | 3 847 188 | 37 937 567 | 2 132 010 | 52 035 384 | -18 625 788 | -27 739 658 | 4 476 742 |
| Benzyna silnikowa 95 | 21 887 326 | 73 049 087 | 82 341 473 | 50 392 975 | 28 263 647 | 109 440 601 | 134 767 511 | 2 127 976 |
| Benzyna bezołowiowa 98 | 2 887 926 | 9 786 930 | 10 975 449 | 6 589 851 | 3 737 878 | 10 511 536 | 13 240 117 | 256 250 |
| Olej napędowy | 118 254 540 | 233 691 892 | 676 793 838 | 246 344 118 | 78 133 317 | 32 502 928 | -275 352 922 | 87 805 321 |

Tablica 12. Ilości paliw w okresie rozliczeniowym i wskaźniki emisji w wariancie 1

| Paliwa | Ilość paliw [tony/okres rozliczeniowy] | Zawartość energetyczna [MJ/okres rozliczeniowy] | Wyliczony wskaźnik emisji GHG [gCO ₂ /MJ] dla etapu produkcji paliw w rafinerii |
|------------------------|--|---|--|
| LPG | 127 627,0 | 5 870 842 | 11,4 |
| Benzyna silnikowa 95 | 2 193 085,0 | 94 302 655 | 5,3 |
| Benzyna bezołowiowa 98 | 288 605,8 | 12 410 050 | 4,7 |
| Olej napędowy | 5 113 807,0 | 219 893 701 | 5,4 |

Wariant 2

Tok postępowania, prowadzenie obliczeń oraz dane bilansowe dla drugiego wariantu są analogiczne do obliczeń dla pierwszego wariantu, z tą tylko różnicą, że wykorzystano wskaźniki emisji podane przez Biograce 4d [9] dla energii elektrycznej i oleju opałowego (pozostałe wskaźniki bez zmian). Wskaźniki te przedstawiono w tabelicy 13.

Wyniki obliczeń przedstawiono w tabelicy 14.

Tablica 13. Wskaźniki emisji GHG dla mediów energetycznych w wariancie 2

| Media energetyczne | Wskaźnik emisji [gCO ₂ eq/MJ] |
|---------------------|--|
| Energia elektryczna | 127,65 |
| Olej opałowy | 84,98 |

Tablica 14. Wyniki obliczeń emisji GHG dla etapu przerobu ropy w rafinerii w wariancie 2

| Paliwa | Wyliczony wskaźnik emisji GHG [gCO ₂ /MJ] dla etapu produkcji paliw w rafinerii |
|------------------------|--|
| LPG | 12,9 |
| Benzyna silnikowa 95 | 5,6 |
| Benzyna bezołowiowa 98 | 4,9 |
| Olej napędowy | 5,9 |

Wariant 3. Wykorzystanie krajowych wskaźników KOBIZE dla paliw kotłowych i średniego dla kraju wskaźnika emisji GHG dla energii elektrycznej

Według projektu dyrektywy D016937/02 *laying down calculation methods and reporting requirements pursuant*

to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels wskaźnik emisyjności dla energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce wyniósł 329,2 gCO₂eq/MJ. Jeśli do obliczeń przeprowadzonych w wariantach 1 wprowadzony zostanie ten wskaźnik, uzyskane zostaną odmienne wartości emisji GHG. Wyniki te przedstawiono w tabelicy 15.

Tablica 15. Wyniki obliczeń emisji GHG dla etapu przerobu ropy w rafinerii w wariantach 3

| Paliwa | Wyliczony wskaźnik emisji GHG [gCO ₂ /MJ] dla etapu produkcji paliw w rafinerii |
|------------------------|--|
| LPG | 18,7 |
| Benzyna silnikowa 95 | 6,1 |
| Benzyna bezołowiowa 98 | 5,4 |
| Olej napędowy | 7,2 |

Podsumowanie

W niniejszym artykule na podstawie tych samych danych wejściowych do obliczeń (zachowany bilans masowy oraz struktura wykorzystania mediów energetycznych), ale przy zastosowaniu różnych wskaźników emisji GHG dla paliw kotłowych, uzyskano znacząco różniące się wyniki obliczeń. Wyniki te zestawiono w tabelicy 16.

Należy zaznaczyć, że wszystkie wykorzystane wskaźniki emisji GHG pochodziły z wiarygodnych źródeł danych. Przeprowadzone symulacje wskazują, że przy wykonywaniu obliczeń należy zwracać szczególną uwagę nie tylko na prawidłowość przeprowadzenia bilansu masy i energii, ale

Tablica 16. Wyliczony wskaźnik emisji GHG [gCO₂/MJ] dla etapu produkcji paliw w rafinerii

| Paliwa | Wariant 1 | Wariant 2 | Wariant 3 |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|
| LPG | 11,4 | 12,9 | 18,7 |
| Benzyna silnikowa 95 | 5,3 | 5,6 | 6,1 |
| Benzyna bezołowiowa 98 | 4,7 | 4,9 | 5,4 |
| Olej napędowy | 5,4 | 5,9 | 7,2 |

również na wykorzystane wskaźniki emisji GHG dla mediów energetycznych, jak też innych reagentów.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2017, nr 9, s. 660–667, DOI: 10.18668/NG.2017.09.05

Artykuł nadesłano do Redakcji 26.06.2017 r. Zatwierdzono do druku 20.07.2017 r.

Literatura

[1] Dokumentacja INiG nr DK-4100-200/13, wrzesień 2014, praca niepublikowana.

[2] Edwards R., Larivé J-F., Beziat J-C.: *Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context WTT APPENDIX 1 Description of individual processes and detailed input data*. EUR 24952 EN-2011, ISBN 978-9279-21395-3.

[3] Głuszek A., Magiera J.: *Normalizacja obciążeń środowiska naturalnego w cyklu produkcji olejów napędowych*. Czasopismo Techniczne M, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, z. 2-M/2008, https://suw.biblos.pk.edu.pl/resources/i1/i0/i5/i0/r1050/GluszekA_NormalizacjaObciazen.pdf (dostęp: listopad 2014).

[4] Guillén-Gosálbez G., Caballero J., Jiménez L.: *Application of life cycle assessment to the structural optimization of process flowsheets*. Industrial & Engineering Chemistry Research 2008, vol. 47, s. 777–789.

[5] *Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes*. Prepared for Alberta Research Institute, lipiec 2009, File No AERI 1747.

[6] Rogowska D., Berdechowski K., Łączek T.: *The development of the KZR INiG System – European certification scheme*. Nafta-Gaz 2016, nr 5, s. 370–375.

[7] Rogowska D., Jakóbiec J.: *Emisja GHG w cyklu życia paliw silnikowych. Część II – wytyczne do konstruowania bilansu energetycznego produkcji*. Nafta-Gaz 2016, nr 10, s. 857–862, DOI: 10.18668/NG.2016.10.11.

[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] Strona internetowa: <http://www.biograce.net/> (dostęp: czerwiec 2017).

[10] Strona internetowa: www.kzr.inig.eu (dostęp: czerwiec 2017).

[11] System KZR INiG/8 *Wytyczne w zakresie sposobu wyznaczania jednostkowych wartości emisji GHG dla biopaliw, biopłynów w cyklu życia*, <http://www.kzr.inig.eu/pl/menu2/dokumenty-sytemowe/aktualne-dokumenty/> (dostęp: czerwiec 2017).

[12] Wang M., Lee H., Molburg J.: *Allocation of Energy Use in Petroleum Refineries to Petroleum Products. Implications for Life-Cycle Energy Use and Emission Inventory of Petroleum Transportation Fuels*. Int J LCA 2004, vol. 9, nr 1, s. 34–44.

[13] *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017*. Serwis Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, <http://www.kobize.pl/en/article/2016/id/800/wartosci-opalowe-wo-i-wskazniki-emisji-co2-we-w-roku-2014-do-raportowania-w-ramach-systemu-handlu-uprawnieniami-do-emisji-za-rok-2017> (dostęp: czerwiec 2017).

Akty prawne i normatywne

- [14] 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 dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140/16).
- [15] 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 uchylającą dyrektywę 93/12/EWG (Dz. Urz. UE L 140/88).
- [16] Dyrektywa Rady (UE) 2015/652 z dnia 20 kwietnia 2015 r. ustanawiająca metody obliczania i wymogi w zakresie sprawozdawczości zgodnie z dyrektywą 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady odnoszącą się do jakości benzyny i olejów napędowych (Dz. Urz. UE L 107/26).
- [17] PN-EN ISO 14040:2009 Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Zasady i struktura.
- [18] PN-EN ISO 14044:2009 Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne.
- [19] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz.U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1200).



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 hab. inż. Janusz JAKÓBIEC
Profesor zwyczajny Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Technologii Paliw Akademia Górniczo-Hutnicza al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
E-mail: jjakobie@agh.edu.pl

OFERTA

ZAKŁAD PALIW I PROCESÓW KATALITYCZNYCH

Zakres działania:

- opracowywanie, rozwijanie i wdrażanie technologii produkcji LPG, benzyn silnikowych, paliw lotniczych, olejów napędowych, biopaliw I i II generacji oraz olejów opałowych, prowadzenie nadzoru technologicznego nad opracowanymi i wdrożonymi technologiami;
- ocena i atestacja komponentów paliwowych, w tym biokomponentów I i II generacji oraz komponentów ze źródeł alternatywnych;
- opracowywanie technologii uszlachetniania paliw i biopaliw silnikowych oraz olejów opałowych i rozpuszczalników, dobór odpowiednich dodatków uszlachetniających;
- wykonywanie badań i ekspertyz dotyczących jakości paliw i biopaliw silnikowych, olejów opałowych, rozpuszczalników i ich komponentów oraz ocena zgodności ze specyfikacją;
- ocena skażenia mikrobiologicznego paliw w systemie produkcji i dystrybucji;
- ocena właściwości niskotemperaturowych olejów napędowych i opałowych;
- badania stabilności pozostałościowych olejów opałowych i kompatybilności ich komponentów;
- opracowywanie, rozwijanie i wdrażanie nowych wodorowych procesów katalitycznych, ocena testowa i procesowa katalizatorów stosowanych w przemyśle rafineryjnym w procesach zeoformingu, hydroodsiarczania, hydrorafinacji i katalitycznego odparafinowania;
- ocena oddziaływania na środowisko paliw, biopaliw i innych produktów pochodzących z przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego w oparciu o analizę cyklu życia produktu (LCA).



Kierownik: dr inż. Jan Lubowicz
Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków
Telefon: 12 617 75 50
Faks: 12 617 75 22
E-mail: jan.lubowicz@inig.pl

