



ROZPORZĄDZENIE DELEGOWANE KOMISJI (UE) 2025/2359

z dnia 8 lipca 2025 r.

uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniającą dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylającą dyrektywę 2009/73/WE ⁽¹⁾, w szczególności jej art. 9 ust. 5,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Metodyka rozliczania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do paliw niskoemisyjnych powinna uwzględniać emisje w całym cyklu życia i emisje pośrednie wynikające z przekierowania materiałów wsadowych sztywnych do produkcji paliw niskoemisyjnych, a także emisje poprzedzające metanu i rzeczywiste wskaźniki wychwytywania dwutlenku węgla. Aby zapewnić spójność metodyki określonej w niniejszym rozporządzeniu z metodyką oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom odnawialnym pochodzenia niebiologicznego i pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym, do oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych należy stosować podejścia podobne do przewidzianych w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2023/1185 ⁽²⁾.
- (2) Metodyka, o której mowa w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/1185, ma zastosowanie do określania ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, a także pochodzących z recyklingu paliw węglowych, które stanowią podkategorię paliw niskoemisyjnych. Z zakresu metodyki określonej w niniejszym rozporządzeniu należy zatem wyłączyć pochodzące z recyklingu paliwa węglowe.
- (3) Ramy certyfikacji paliw niskoemisyjnych określone w dyrektywie (UE) 2024/1788 są w pełni zgodne z ramami certyfikacji określonymi w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 ⁽³⁾ w odniesieniu do paliw odnawialnych. Tym samym surowce wykorzystywane do produkcji paliw niskoemisyjnych oraz same paliwa niskoemisyjne powinny być identyfikowalne za pośrednictwem unijnej bazy danych w taki sam sposób, jak surowce wykorzystywane do produkcji paliw odnawialnych oraz same paliwa odnawialne. W związku z tym, jeżeli chodzi o wartość emisji poprzedzających metanu, należy dokonać rozróżnienia między poszczególnymi partiami paliw i surowców na podstawie profilu emisji metanu dostawcy dostarczającego paliwo wykorzystywane do produkcji paliwa niskoemisyjnego.
- (4) Współczynnik globalnego ocieplenia dla wodoru nie został jeszcze określony z dokładnością wymaganą do włączenia do metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych. W związku z tym należy dodać odpowiednie wartości współczynnika globalnego ocieplenia dla wodoru, gdy tylko dowody naukowe będą wystarczająco zaawansowane i stosowane do pomiaru wpływu wycieku wodoru w całym łańcuchu dostaw w metodykach rozliczania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do zarówno paliw niskoemisyjnych, jak i paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego.

⁽¹⁾ Dz.U. L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>.

⁽²⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, s. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

⁽³⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>).

- (5) W metodyce należy uznać wychwytywanie i składowanie emisji za redukcję emisji, jeżeli są one trwale składowane w miejscu składowania geologicznego, w tym gdy emisje powstające w państwach trzecich są składowane poza Unią, o ile mające zastosowanie prawo krajowe zapewnia wykrywanie i usuwanie nieszczelności zgodnie z przepisami mającymi zastosowanie w UE, a wycieki uwzględnia się tak, aby nie były zaliczane jako redukcje. Miejsca składowania geologicznego, w których wielokrotnie dochodzi do wycieków, nie powinny być akceptowane do zatłaczania. Obecnie unika się umarzania uprawnień wyłącznie w odniesieniu do emisji w ramach EU ETS, które są składowane na składowisku dopuszczonym na podstawie dyrektywy 2009/31/WE. Istnieją możliwości współpracy transgranicznej w zakresie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Potencjalne przyszłe uznanie składowisk emisji objętych systemem EU ETS w państwach trzecich bez powiązanego systemu handlu uprawnieniami do emisji zależałoby od istnienia równoważnych warunków zapewniających trwałe i bezpieczne dla środowiska geologiczne składowanie wychwyconego CO₂, pod warunkiem że składowanie nie jest wykorzystywane do zwiększenia wydobycia węglowodorów i że prowadzi do ogólnej redukcji emisji.
- (6) Aby zapewnić spójność tej metodyki z metodyką określoną w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/1185 dla paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i pochodzących z recyklingu paliw węglowych, należy ustanowić przepisy zapewniające, aby intensywność emisji wodoru niskoemisyjnego i intensywność emisji wodoru odnawialnego produkowanego w elektrolizerze w tym samym okresie były zawsze takie same oraz aby zgłaszane udziały energii były spójne.
- (7) Wdrożenie Europejskiego Zielonego Ładu wymaga szybkiej zmiany wykorzystania paliw kopalnych do wytwarzania energii elektrycznej. Zarówno wodór odnawialny, jak i wodór niskoemisyjny przyczynią się do przejścia na czystą energię. Metodyki mające zastosowanie do obu tych rodzajów wodoru, choć oparte na różnych podstawach prawnych, powinny być spójne i odzwierciedlać zarówno specyfikę technologiczną, jak i efektywność ekonomiczną. Komisja powinna jak najszybciej rozpocząć ocenę ewentualnego wprowadzenia alternatywnych podejść w zakresie uznawania niskoemisyjnej energii elektrycznej z elektrowni jądrowych, w oparciu o odpowiednie kryteria. Do 30 czerwca 2026 r. Komisja powinna rozpocząć konsultacje publiczne w sprawie projektu metodyki określającej te kryteria. Ponadto Komisja powinna ocenić wpływ i skutki ewaluacji intensywności emisji gazów cieplarnianych związanych z energią elektryczną przy użyciu wartości średnich. W ocenach tych należy uwzględnić ogólny wpływ takich podejść na system energetyczny (w tym na jego efektywność ekonomiczną i ukończenie połączeń międzysystemowych), potencjał redukcji emisji oraz znaczenie utrzymania równych warunków działania w odniesieniu do w pełni odnawialnej energii elektrycznej określonej w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2023/1184 (*), a także potrzebę zabezpieczenia istniejących projektów,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

Artykuł 1

W niniejszym rozporządzeniu określono metodykę obliczania ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym innym niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe.

Artykuł 2

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych uzyskane dzięki paliwom niskoemisyjnym innym niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe ustala się zgodnie z metodyką określoną w załączniku.

(*) Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, s. 11, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).

Artykuł 3

Monitorowanie i przegląd

Do dnia 1 lipca 2028 r. Komisja oceni wpływ wprowadzenia alternatywnych ścieżek, w szczególności uwzględniających niskoemisyjną energię elektryczną z elektrowni jądrowych w oparciu o odpowiednie kryteria, oraz podejść uwzględniających intensywność emisji gazów cieplarnianych związanych z energią elektryczną w oparciu o średnie wartości. W ocenie tej uwzględnia się wpływ stosowania takich ścieżek na system energetyczny i ograniczenie emisji oraz potrzebę utrzymania równych warunków działania odnośnie do pozyskiwania w pełni odnawialnej energii elektrycznej. Oceniając zmiany kryteriów, Komisja weźmie pod uwagę potrzebę zabezpieczenia istniejących projektów.

Artykuł 4

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 8 lipca 2025 r.

W imieniu Komisji
Przewodnicząca
Ursula VON DER LEYEN

ZAŁĄCZNIK

Metodyka określania ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym innym niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe

A. METODYKA

1. Emisje gazów cieplarnianych spowodowane produkcją i stosowaniem paliw niskoemisyjnych innych niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe oblicza się w następujący sposób:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

gdzie:

- E = całkowita emisja spowodowana stosowaniem paliwa (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_i = $e_{i \text{ elastyczne}} + e_{i \text{ sztywne}} - \text{dawne zastosowanie } e$: emisje z dostawy materiałów wsadowych (g CO₂eq/MJ paliwa);
- $e_{i \text{ elastyczne}}$ = emisje z materiałów wsadowych elastycznych (g CO₂eq/MJ paliwa);
- $e_{i \text{ sztywne}}$ = emisje z materiałów wsadowych sztywnych (g CO₂eq/MJ paliwa);
- dawne zastosowanie e = emisje z obecnego wykorzystania lub przeznaczenia materiałów wsadowych (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_p = emisje z przetwarzania (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_{td} = emisje z transportu i dystrybucji (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_u = emisje ze spalania paliwa podczas jego końcowego zastosowania (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_{ccs} = ograniczenie emisji netto dzięki wychwytywaniu i składowaniu dwutlenku węgla (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_{ccu} = ograniczenie emisji netto dzięki dwutlenkowi węgla, który jest wychwytywany i trwale chemicznie związany w produktach długoterminowych (g CO₂eq/MJ).

Emisji związanej z produkcją maszyn i urządzeń nie uwzględnia się.

Intensywność emisji gazów cieplarnianych związanej z paliwami niskoemisyjnymi ustala się, dzieląc całkowitą emisję z procesu obejmującego każdą zmienną wzoru przez całkowitą ilość paliwa wynikającą z procesu, i wyraża w gramach ekwiwalentu CO₂ w przeliczeniu na MJ paliwa (g CO₂eq/MJ paliwa). Jeżeli paliwo jest mieszaniną paliw niskoemisyjnych i innych paliw, uznaje się, że wszystkie rodzaje paliwa mają taką samą intensywność emisji gazów cieplarnianych. Wyjątek od tej zasady ma miejsce w przypadku współprzetwarzania, w którym paliwa pochodzenia niebiologicznego, biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy częściowo zastępują w procesie wsad w postaci konwencjonalnych paliw kopalnych.

W takiej sytuacji przy obliczaniu intensywności emisji gazów cieplarnianych rozróżnia się na zasadzie proporcji wartość energetyczną wsadów odpowiedniej energii między:

- częścią procesu, która opiera się na wsadzie w postaci konwencjonalnych paliw kopalnych, jak również biopaliwach, biopłynach i paliwach z biomasy; oraz
- częścią procesu, która opiera się na paliwach niskoemisyjnych i paliwach odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, przy założeniu, że pod innymi względami te części procesu są identyczne.

Jeżeli w procesie wykorzystuje się więcej niż jeden rodzaj wsadu odpowiedniej energii, rozgraniczenie między obiema częściami procesu ustala się na podstawie udziału wsadu kwalifikującego się jako paliwa niskoemisyjne lub paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, który zastępuje najwyższy udział wsadu w postaci konwencjonalnych paliw kopalnych⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Udział ten określa się przez porównanie tego samego rodzaju wsadu, na przykład udziału wodoru niskoemisyjnego we wszystkich rodzajach wodoru wykorzystywanych w procesie.

Biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy wykorzystywane w procesie uwzględnia się przy obliczaniu intensywności emisji tylko w przypadku, gdy są one wykorzystywane jako materiał wsadowy niebędący wsadem odpowiedniej energii, gdy są wykorzystywane w ramach części procesu wyznaczonej zgodnie z powyższymi zasadami ⁽²⁾ lub gdy surowce wykorzystywane w procesie od samego początku zawierają już udział biogeniczny, np. w przypadku zmieszanych odpadów komunalnych. Intensywność emisji z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy określa się zgodnie z zasadami określonymi w art. 31 dyrektywy (UE) 2018/2001.

Intensywność emisji gazów cieplarnianych związanych z paliwami niskoemisyjnymi można obliczyć jako średnią dla całej produkcji paliw w okresie do jednego miesiąca kalendarzowego ⁽³⁾. Jeżeli jednak energia elektryczna w pełni zaliczana jako odnawialna zgodnie z metodyką określoną w art. 27 ust. 6 dyrektywy (UE) 2018/2001 jest stosowana jako materiał wsadowy do produkcji wodoru w elektrolizerze, przedział czasowy musi być zgodny z wymogami mającymi zastosowanie do korelacji czasowej, chyba że nie mają zastosowania żadne szczególne wymogi dotyczące korelacji czasowej. Wartości intensywności emisji gazów cieplarnianych obliczone dla poszczególnych przedziałów czasowych można wykorzystać do obliczenia średniej intensywności emisji gazów cieplarnianych dla okresu nie dłuższego niż jeden miesiąc, o ile poszczególne wartości obliczone dla każdego okresu są zgodne z minimalnym progiem ograniczenia wynoszącym 70 %.

2. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym innym niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe oblicza się w następujący sposób:

$$\text{Ograniczenia} = (E_F - E) / E_F$$

gdzie:

E = całkowita emisja spowodowana stosowaniem paliwa;

E_F = całkowita emisja z odpowiednika kopalnego.

W przypadku wszystkich paliw niskoemisyjnych całkowita emisja z odpowiednika kopalnego jest równa odpowiednikowi kopalnemu dla paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego określonego w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2023/1185.

3. Jeżeli produkt uzyskany w danym procesie nie kwalifikuje się w pełni jako paliwa niskoemisyjne inne niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe, część paliw niskoemisyjnych innych niż pochodzące z recyklingu paliwa węglowe ustala się, dzieląc ilość odnośnego wsadu odpowiedniej energii w procesie przez całkowitą ilość odpowiedniej energii wejściowej w procesie ⁽⁴⁾.

Odpowiednią energią w odniesieniu do materiału wsadowego jest dolna wartość opałowa materiału wsadowego, która dostaje się do struktury molekularnej paliwa ⁽⁵⁾.

Odnosnie do nakładów energii elektrycznej, które są wykorzystywane do zwiększenia wartości opałowej paliwa lub produktów pośrednich, odpowiednią energią jest energia elektryczna.

Jeżeli chodzi o przemysłowe gazy odlotowe, odpowiednią energią jest energia znajdująca się w gazach odlotowych na podstawie ich dolnej wartości opałowej. W przypadku ciepła wykorzystywanego do zwiększenia wartości opałowej paliwa lub produktów pośrednich odpowiednią energią jest energia użyteczna w cieple stosowanym do syntezy paliwa. Ciepło użytkowe jest to całkowita energia cieplna pomnożona przez sprawność cyklu Carnota, jak określono w części C pkt 1 lit. b) załącznika V do dyrektywy (UE) 2018/2001. Inne materiały wsadowe są brane pod uwagę wyłącznie przy ustalaniu intensywności emisji związanej z paliwem.

⁽²⁾ Biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy mogą być częścią wyznaczonego procesu, jeżeli zastępują wsad inny niż wsad w postaci konwencjonalnych paliw kopalnych, którego najwyższy udział zastępują paliwa niskoemisyjne i paliwa odnawialne.

⁽³⁾ W przypadku gdy zarówno paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, jak i paliwa niskoemisyjne są produkowane w tym samym zakładzie, okres wybrany na podstawie rozporządzenia (UE) 2023/1185 oraz na podstawie tej metodyki jest taki sam.

⁽⁴⁾ Jeżeli paliwo jest produkowane w kilku kolejnych procesach, część tę ustala się dla każdego procesu, chyba że powszechną praktyką przemysłową jest integracja procesów pod względem technicznym i geograficznym.

⁽⁵⁾ W przypadku materiałów wsadowych zawierających wodę za dolną wartość opałową przyjmuje się dolną wartość opałową suchej części materiału wsadowego (tj. bez uwzględnienia energii potrzebnej do odparowania wody). Odnawialne ciekłe i gazowe paliwa transportowe pochodzenia niebiologicznego stosowane jako produkt pośredni w produkcji paliw konwencjonalnych i biopaliw nie są brane pod uwagę.

4. Ustalając emisje z dostawy materiałów wsadowych e_i , należy dokonać rozróżnienia na materiały wsadowe elastyczne i sztywne. Materiały wsadowe sztywne to takie, których dostaw nie można zwiększyć w celu zaspokojenia dodatkowego zapotrzebowania. W związku z tym wszystkie materiały wsadowe kwalifikujące się jako źródło węgla do produkcji pochodzących z recyklingu paliw węglowych są sztywne, tak jak produkty uzyskiwane według stałej proporcji w zintegrowanym procesie⁽⁶⁾ i stanowiące mniej niż 10 % wartości ekonomicznej produktu. Jeżeli produkty te stanowią 10 % lub większy odsetek wartości ekonomicznej, traktuje się je jako elastyczne. Co do zasady materiały wsadowe elastyczne to takie, których dostawy można zwiększyć w celu zaspokojenia dodatkowego zapotrzebowania. Produkty naftowe z rafinerii należą do tej kategorii, ponieważ rafinerie mogą zmieniać proporcje swoich produktów. Emisje pochodzące z energii i materiałów wsadowych do działań związanych z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla (CCS) (na przykład ze spalania paliw, zużytej energii cieplnej i elektrycznej, a także z materiałów i chemikaliów) oblicza się na podstawie podejścia określonego w pkt 5–11 dotyczących wsadów do procesu.
5. Energii elektrycznej, która może być w pełni zaliczana jako odnawialna zgodnie z art. 27 ust. 6 akapity drugi i trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001, przypisuje się zerową emisję gazów cieplarnianych.
6. W każdym roku kalendarzowym stosuje się jedną z czterech następujących metod alternatywnych w celu przypisania wartości emisji gazów cieplarnianych do energii elektrycznej, która nie może kwalifikować się jako w pełni odnawialna zgodnie z art. 27 ust. 6 akapity drugi i trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001 i jest wykorzystywana do produkcji paliw niskoemisyjnych:
 - a) wartości emisji gazów cieplarnianych przypisuje się na podstawie średnich rocznych określonych w części C niniejszego załącznika;
 - b) wartości emisji gazów cieplarnianych przypisuje się na podstawie średniej godzinowej wartości emisji gazów cieplarnianych dla koszyka energii elektrycznej w czasie produkcji paliw niskoemisyjnych na obszarze rynkowym, prognozowanej przez operatorów systemów przesyłowych dla rynku dnia następnego dla obszaru rynkowego, na którym paliwo niskoemisyjne jest produkowane, dwie godziny przed czasem zamknięcia bramki rynku dnia następnego. W tym celu stosuje się, o ile jest dostępna, zharmonizowaną metodykę. Do czasu ustanowienia zharmonizowanej metodyki przedmiotowa metodyka musi być zatwierdzona przez właściwy organ;
 - c) wartości emisji gazów cieplarnianych przypisuje się w zależności od liczby godzin pracy z pełnym obciążeniem instalacji produkującej paliwa niskoemisyjne. Jeżeli liczba godzin pracy z pełnym obciążeniem jest równa liczbie godzin, według których cena końcowa energii elektrycznej została ustalona przez instalacje produkujące odnawialną energię elektryczną lub elektrownie jądrowe w poprzednim roku kalendarzowym, za który dostępne są wiarygodne dane, lub jest mniejsza niż ta liczba godzin, energii elektrycznej z sieci wykorzystywanej w procesie produkcji paliw niskoemisyjnych przypisuje się wartość emisji gazów cieplarnianych wynoszącą 0 g CO₂eq/MJ; w przypadku przekroczenia tej liczby godzin pracy z pełnym obciążeniem energii elektrycznej z sieci wykorzystywanej w procesie produkcji paliw niskoemisyjnych przypisuje się wartość emisji gazów cieplarnianych wynoszącą 183 g CO₂eq/MJ;
 - d) wartości emisji gazów cieplarnianych oblicza się jako średnią wartość godzinową, w oparciu o wartości emisji gazów cieplarnianych związane z technologią marginalną ustalającą cenę rozliczeniową energii elektrycznej w danym podstawowym okresie handlowym w czasie produkcji paliw niskoemisyjnych na obszarze rynkowym. Opcja ta może być stosowana tylko wtedy, gdy wartość ta została podana do wiadomości publicznej przez krajowego operatora systemu przesyłowego.

Jeżeli stosowana jest metoda określona w lit. c), stosuje się ją do całej energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji paliw niskoemisyjnych, w tym do energii elektrycznej, która może być w całości zaliczana jako odnawialna zgodnie z art. 27 ust. 6 akapity drugi i trzeci dyrektywy (UE) 2018/2001.

⁽⁶⁾ Zintegrowane procesy obejmują procesy, które:

- mają miejsce w tym samym kompleksie przemysłowym oraz
- ponownie wykorzystują ciepło lub inne trudne w transporcie produkty pochodzące z jednego z procesów.

7. Emisje gazów cieplarnianych z materiałów wsadowych elastycznych, które są uzyskiwane w zintegrowanym procesie, ustala się na podstawie danych z ich rzeczywistego procesu produkcji. Obejmuje to wszystkie emisje wynikające z ich produkcji w całym łańcuchu dostaw (w tym emisje spowodowane pozyskiwaniem energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia materiału wsadowego, przetwarzaniem materiału wsadowego i jego transportem). Nie uwzględnia się emisji ze spalania związanych z zawartością węgla we wsadach paliwowych ⁽⁷⁾.

Emisje gazów cieplarnianych z materiałów wsadowych elastycznych, które nie są uzyskiwane w zintegrowanym procesie, ustala się na podstawie wartości podanych w części B niniejszego załącznika. Jeżeli materiał wsadowy nie został wymieniony w wykazie, informacje o intensywności emisji gazów cieplarnianych można pozyskać z najnowszej wersji sprawozdania JEC-WTW, bazy danych ECOINVENT, oficjalnych źródeł, takich jak IPCC, MAE lub rząd, innych poddawanych przeglądowi źródeł, w tym bazy danych E3 i bazy danych GEMIS (model emisji globalnych dla systemów zintegrowanych), oraz publikacji recenzowanych.

Intensywność emisji metanu z produkcji materiałów wsadowych elastycznych opartych na paliwach kopalnych oblicza się w oparciu o następujące zasady:

- a) oblicza się ją jako sumę intensywności emisji metanu z produkcji i transportu materiałów wsadowych;
- b) intensywność emisji metanu z produkcji materiałów wsadowych elastycznych opartych na paliwach kopalnych oblicza się w odniesieniu do materiałów wsadowych produkowanych w Unii na podstawie emisji metanu zgłoszonych przez unijnych producentów zgodnie z art. 12 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 ⁽⁸⁾, a w odniesieniu do materiałów wsadowych importowanych do Unii lub wykorzystywanych do produkcji paliw niskoemisyjnych poza Unią – na podstawie informacji na temat emisji metanu zgłoszonych przez importerów zgodnie z art. 28 ust. 1, 2 i 5 rozporządzenia (UE) 2024/1787 ⁽⁹⁾;
- c) intensywność emisji metanu z transportu materiałów wsadowych elastycznych opartych na paliwach kopalnych oblicza się w odniesieniu do materiałów wsadowych produkowanych w Unii na podstawie emisji metanu zgłoszonych przez unijnych producentów i operatorów aktywów zgodnie z art. 12 rozporządzenia (UE) 2024/1787, a w odniesieniu do materiałów wsadowych importowanych do Unii lub wykorzystywanych w paliwach niskoemisyjnych poza Unią – na podstawie wartości szacunkowych emisji metanu związanej z transportem ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla z państw trzecich, opublikowanych w bazie danych zapewniającej przejrzystość w zakresie emisji metanu zgodnie z art. 30 ust. 2 lit. d) ppkt (ii) rozporządzenia (UE) 2024/1787, uzupełnionych odpowiednimi informacjami na temat emisji metanu zgłoszonymi przez operatorów aktywów zgodnie z art. 12 rozporządzenia (UE) 2024/1787 i importerów zgodnie z art. 27 ust. 1, art. 28 ust. 1, 2 i 5 rozporządzenia (UE) 2024/1787 oraz załącznikiem IX do tego rozporządzenia.

Jednakże w przypadku, gdy intensywność emisji metanu nie może zostać obliczona ze względu na brak danych lub gdy wsad nie wzmacnia wartości opałowej paliwa niskoemisyjnego, intensywność emisji metanu związanej z materiałami wsadowymi elastycznymi opartymi na paliwach kopalnych może być odpowiednią wartością dla emisji poprzedzających metanu na jednostkę paliwa figurującą w części B niniejszego załącznika.

8. Dostawca każdego materiału wsadowego, z wyjątkiem materiałów wsadowych, w przypadku których wartości pochodzą z części B niniejszego załącznika, oblicza intensywność emisji ⁽¹⁰⁾ gazów cieplarnianych dla materiału wsadowego, postępując zgodnie z procedurami określonymi w niniejszym załączniku, i zgłasza wartość na potrzeby kolejnego etapu produkcji lub producentowi paliwa końcowego. Ta sama zasada ma zastosowanie do dostawców materiałów wsadowych na dalszych etapach łańcucha dostaw.

⁽⁷⁾ Jeżeli wartość intensywności emisji dwutlenku węgla pochodzi z części B niniejszego załącznika, emisji ze spalania nie bierze się pod uwagę. Wynika to z faktu, że emisje ze spalania są wliczane w emisje z procesów technologicznych lub ze spalania paliwa końcowego.

⁽⁸⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 (Dz.U. L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).

⁽⁹⁾ Zgłoszone wartości oblicza się zgodnie z metodyką określoną przez Komisję zgodnie z art. 29 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2024/1787. Do dnia ustanowienia tej metodyki stosuje się, stosownie do przypadku, inne metody naukowe, takie jak metodyka OGMP 2.0.

⁽¹⁰⁾ Zgodnie z pkt 6 intensywność emisji gazów cieplarnianych nie obejmuje emisji związanych z zawartością węgla w dostarczonym materiale wsadowym.

9. Emisje z materiałów wsadowych sztywnych ($e_{i \text{ sztywny}}$) obejmują emisje wynikające ze zmiany przeznaczenia tych materiałów wsadowych w stosunku do ich wcześniejszego lub alternatywnego zastosowania. W emisjach tych uwzględnia się stratę w produkcji energii elektrycznej, ciepła lub produktów, które zostały uprzednio wytworzone z wykorzystaniem materiału wsadowego, jak również wszelkie emisje spowodowane dodatkową obróbką materiału wsadowego i transportem. Stosuje się następujące zasady:
- a) emisje przypisane dostawie materiałów wsadowych sztywnych ustala się, mnożąc stratę w produkcji energii elektrycznej, ciepła lub innych produktów przez odpowiedni współczynnik emisji. W przypadku straty w produkcji energii elektrycznej należy uwzględnić współczynniki emisji dotyczące produkcji energii elektrycznej z sieci w państwie, w którym nastąpiło przeniesienie, ustalone zgodnie z metodyką określoną w pkt 5 lub 6 ⁽¹¹⁾. W przypadku zmiany przeznaczenia materiału emisje, które należy przypisać materiałowi zastępczemu, oblicza się tak jak w odniesieniu do materiałów wsadowych. Przez pierwsze 20 lat od rozpoczęcia produkcji paliw niskoemisyjnych stratę w produkcji energii elektrycznej, ciepła i materiałów ustala się na podstawie średniej ilości energii elektrycznej i ciepła, która została wyprodukowana z materiału wsadowego sztywnego w ostatnich trzech latach przed rozpoczęciem produkcji paliw niskoemisyjnych. Po 20 latach produkcji stratę w produkcji energii elektrycznej, ciepła lub innych produktów ustala się na podstawie minimalnych norm charakterystyki energetycznej przyjętych w stosownych konkluzjach dotyczących najlepszej dostępnej techniki (BAT). W przypadku gdy dany proces nie jest objęty konkluzjami dotyczącymi BAT, oszacowania straty w produkcji dokonuje się na podstawie porównywalnego procesu, w którym wykorzystuje się najnowocześniejszą technologię;
 - b) w przypadku materiałów wsadowych sztywnych będących strumieniami pośrednimi w procesach przemysłowych, takich jak gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy w hucie stali lub gaz rafineryjny w rafinerii ropy naftowej, jeżeli nie można bezpośrednio zmierzyć efektu zmiany przeznaczenia materiału wsadowego na produkcję paliw, emisje spowodowane zmianą przeznaczenia materiałów wsadowych ustala się na podstawie symulacji funkcjonowania zakładu przed jego modyfikacją i po jego modyfikacji. W przypadku gdy modyfikacja zakładu spowodowała zmniejszenie produkcji niektórych produktów, emisja przypisana do materiału wsadowego sztywnego obejmuje emisję związaną z zastąpieniem utraconych produktów;
 - c) jeżeli w procesie wykorzystuje się materiały wsadowe sztywne z nowych instalacji, uwzględnia się wpływ zmiany przeznaczenia materiału wsadowego w stosunku do najbardziej ekonomicznego alternatywnego zastosowania. Następnie skutki emisji oblicza się zgodnie z minimalnymi normami charakterystyki energetycznej przyjętymi w stosownych konkluzjach dotyczących BAT. W przypadku procesów, które nie są objęte konkluzjami dotyczącymi BAT, ograniczenie emisji oblicza się na podstawie porównywalnego procesu, w którym wykorzystuje się najnowocześniejszą technologię.
10. Emisje z dotychczasowego zastosowania lub przeznaczenia ($e_{\text{dawne zastosowanie}}$) obejmują wszystkie emisje w ramach dotychczasowego zastosowania lub przeznaczenia materiału wsadowego, których unika się, gdy materiał wsadowy jest wykorzystywany do produkcji paliwa. Emisje te obejmują ekwiwalent CO₂ węgla zawartego w składzie chemicznym paliwa, który w przeciwnym razie zostałby wyemitowany do powietrza. Obejmuje to wszystkie postacie węgla, pod warunkiem że spełniony jest co najmniej jeden z następujących warunków:
- a) CO₂ został wychwycony z działania wymienionego w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ⁽¹²⁾ lub ze spalania zmieszanych odpadów komunalnych i uwzględniony na wcześniejszym etapie w skutecznym systemie ustalania opłat za emisję gazów cieplarnianych oraz zawarty w składzie chemicznym paliwa przed 1 stycznia 2036 r. Termin ten przedłuża się do 1 stycznia 2041 r. w przypadkach innych niż CO₂ pochodzący ze spalania paliw do produkcji energii elektrycznej;
 - b) CO₂ został wychwycony z powietrza;
 - c) wychwycony CO₂ lub wychwycony tlenek węgla pochodzą z biopaliw, biopłynów lub paliw z biomasy spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określone w art. 29 dyrektywy (UE) 2018/2001;

⁽¹¹⁾ Zasady równoważne z zasadami określonymi w art. 27 ust. 6 w odniesieniu do paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) mogą być stosowane do określania współczynników emisji dla utraconej produkcji energii elektrycznej spowodowanej wykorzystaniem gazów odlotowych i gazów spalinowych pochodzące ze źródeł nieodnawialnych, powstałych jako nieuniknione i niezamierzone następstwo procesu produkcyjnego.

⁽¹²⁾ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>).

- d) wychwycony CO₂ lub wychwycony tlenek węgla pochodzą z odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego lub paliw niskoemisyjnych spełniających kryteria ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określone w art. 29a dyrektywy (UE) 2018/2001 oraz w niniejszym rozporządzeniu;
- e) wychwycony CO₂ pochodzi z geologicznego źródła CO₂ i CO₂ został wcześniej uwolniony w sposób naturalny;
- f) węgiel pochodzi z materiałów wsadowych kwalifikujących się jako źródło energii do produkcji pochodzących z recyklingu paliw węglowych.

Nie uwzględnia się wychwyconego CO₂ pochodzącego z paliwa, które jest umyślnie spalane wyłącznie w celu wyprodukowania CO₂, bez wykorzystywania energii, oraz CO₂, którego wychwycenie otrzymało jednostkę emisji na podstawie innych przepisów prawa.

Emisje związane z materiałami wsadowymi, takimi jak energia elektryczna i ciepło oraz materiały zużywalne wykorzystywane w procesie wychwytywania CO₂, uwzględnia się przy obliczaniu emisji przypisanych materiałom wsadowym.

- 11. Daty określone w pkt 10 lit. a) będą przedmiotem przeglądu, z uwzględnieniem wdrożenia w sektorach objętych dyrektywą 2003/87/WE ogólnounijnego celu klimatycznego na 2040 r. ustanowionego zgodnie z art. 4 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 ⁽¹³⁾.
- 12. Emisje z przetwarzania (e_p) obejmują bezpośrednie emisje do powietrza z samego przetwarzania, z przetwarzania odpadów i z wycieków, a także
 - a) każdy strumień kopalnego CO₂, który opuszcza zakład przetwórczy i zostaje wychwycony przez instalację wychwytywania dwutlenku węgla i uwzględniony w e_{ccs} lub e_{ccu} ; oraz
 - b) każdy kopalny CO₂ emitowany do atmosfery po zakończeniu eksploatacji produktów ubocznych, obliczony na podstawie stechiometrycznej zawartości węgla w składzie chemicznym wszystkich produktów ubocznych, chyba że operator wykaże, że taki CO₂ jest faktycznie wychwytywany i trwale chemicznie związany w produktach długoterminowych wymienionych w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2024/2620 ⁽¹⁴⁾. Węgla w postaci stałej zawartego w produktach ubocznych, gdyż jest trwale chemicznie związany w produktach wymienionych w rozporządzeniu delegowanym (UE) 2024/2620, ani węgla w postaci stałej, który jest składowany zgodnie z odpowiednimi wymogami dotyczącymi zapewnienia trwałego składowania określonymi w metodyce przyjętej na podstawie art. 8 ust. 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 ⁽¹⁵⁾, nie uznaje się za emitowane.
- 13. Emisje ze spalania paliwa (e_u) odnoszą się do całkowitych emisji ze spalania stosowanego paliwa, w tym emisji ze spalania węgla pochodzenia biologicznego.
- 14. Gazy cieplarniane uwzględnione w obliczeniach emisji oraz ich ekwiwalenty dwutlenku węgla są takie same jak te określone w części C pkt 4 załącznika V do dyrektywy (UE) 2018/2001.
- 15. Jeżeli w wyniku procesu powstaje wiele produktów ubocznych, takich jak paliwa lub chemikalia, a także energetyczne produkty uboczne, takie jak ciepło, energia elektryczna lub mechaniczna, eksportowane z zakładu, emisje gazów cieplarnianych przydziela się tym produktom ubocznym, stosując poniższe podejścia w następujący sposób:
 - a) przydzielanie przeprowadza się na końcu procesu, w wyniku którego powstają produkty uboczne. Do przydzielonych emisji zalicza się emisje z samego procesu, jak również emisje przypisane do materiałów wsadowych do procesu;

⁽¹³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz.U. L 243 z 9.7.2021, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>).

⁽¹⁴⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/2620 z dnia 30 lipca 2024 r. uzupełniające dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do wymogów dotyczących uznania, że gazy cieplarniane stały się trwale chemicznie związane w produkcie (Dz.U. L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

⁽¹⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach (Dz.U. L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj>).

- b) emisje do podziału to, e_i plus wszelkie części e_p , e_{id} oraz e_{ccs} , które występują przed fazą produkcji, w której powstają produkty uboczne i w jej trakcie. Jeśli materiał wsadowy do produkcji jest sam w sobie produktem ubocznym innej produkcji, najpierw dokonuje się przydziału w ramach innej produkcji, aby określić emisje, które należy przypisać temu materiałowi wsadowemu. Emisje z dawnego zastosowania e przydziela się wyłącznie produktom ubocznym, które kwalifikują się jako paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego lub paliwa niskoemisyjne;
 - c) jeżeli jakkolwiek instalacja w granicach projektu przetwarza wyłącznie jeden z produktów ubocznych powstających w ramach projektu, wówczas emisje z tej instalacji przypisuje się w całości temu produktowi ubocznemu;
 - d) w przypadku gdy proces pozwala na zmianę proporcji produkowanych produktów ubocznych, przydziału dokonuje się na podstawie fizycznego związku przyczynowego poprzez ustalenie wpływu na emisje z procesu zwiększenia produkcji wyłącznie jednego produktu ubocznego, przy jednoczesnym utrzymaniu pozostałych produkcji na stałym poziomie;
 - e) jeżeli proporcja produktów jest stała, a produkty uboczne to jedynie paliwa, energia elektryczna lub ciepło, przydziału dokonuje się według wartości energetycznej. W sytuacji, w której przydział dotyczy eksportowanego ciepła na podstawie wartości energetycznej, można uwzględnić jedynie użytkową część ciepła, jak określono w części C pkt 16 załącznika V do dyrektywy (UE) 2018/2001;
 - f) jeżeli proporcja produktów jest stała, a niektóre produkty uboczne są materiałami bez wartości energetycznej, przydziału dokonuje się według wartości ekonomicznej produktów ubocznych. Przedmiotowa wartość ekonomiczna jest średnią wartością fabryczną produktów z ostatnich trzech lat. Jeżeli takie dane są niedostępne, wartość tę szacuje się na podstawie cen towarów pomniejszych o koszty transportu i magazynowania.
16. Emisje z transportu i dystrybucji (e_{id}) obejmują emisje spowodowane magazynowaniem i dystrybucją gotowych paliw. Do emisji przypisanych do wsadów e_i należą emisje związane z ich transportem i magazynowaniem.
17. W przypadku gdy w procesie wytwarzania paliw niskoemisyjnych powstają emisje dwutlenku węgla trwale składowane w miejscu składowania geologicznego, węgiel ten (wyrażony jako CO_2eq) można zaliczyć do produktów tego procesu jako redukcję emisji w ramach e_{ccs} (w $\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ paliwa). Pojęcie „ e_{ccs} ” uwzględnia wskaźnik wychwytywania CO_2 z produkcji paliw niskoemisyjnych, a ponadto wszystkie emisje wynikające z działań operacyjnych związanych z wychwytywaniem dwutlenku węgla, transportu CO_2 oraz emisji pochodzących z zatłaczania do stałego składowiska, w następujący sposób:

$$e_{ccs} = c_{\text{CO}_2} - e_{\text{CO}_2-c} - e_{\text{CO}_2-t} - e_{\text{CO}_2-i}$$

gdzie:

- c_{CO_2} = CO_2 wychwycony przez instalację wychwytywania dwutlenku węgla ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ paliwa);
- e_{CO_2-c} = emisje związane ze wszystkimi operacjami wychwytywania, dehydratacji, sprężania i skraplania CO_2 ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ paliwa);
- e_{CO_2-t} = emisje z transportu CO_2 rurociągami, statkami, barkami, koleją lub samochodami ciężarowymi z miejsca wychwytywania do miejsca stałego składowania ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ paliwa);
- e_{CO_2-i} = emisje pochodzące z zatłaczania CO_2 do miejsca stałego składowania ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ paliwa).

Pojęcie „ e_{ccs} ” obejmuje:

- a) emisje gazów cieplarnianych w przeliczeniu na MJ paliwa, które zostały wychwycone przez instalację wychwytywania dwutlenku węgla (c_{CO_2}) w celu stałego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na podstawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE⁽¹⁶⁾ lub na podstawie mającego zastosowanie prawa krajowego w państwach trzecich i które nie są wykorzystywane do intensyfikacji odzysku ropy naftowej i gazu. Mające zastosowanie prawo krajowe regulujące składowiska geologiczne przewiduje odpowiednie wymogi w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji w celu wykrywania nieszczelności, a także nakłada na operatora składowiska obowiązki prawne w celu zapewnienia remediacji zgodnie z przepisami mającymi zastosowanie w Unii. W przypadku wycieku równoważnej ilości emisji dwutlenku węgla nie zalicza się na poczet redukcji emisji w ramach e_{ccs} . Składowisk geologicznych, w których występują wielokrotne wycieki, nie akceptuje się do zatłaczania (e_{CO_2-i});

⁽¹⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 114, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj>).

- b) emisje gazów cieplarnianych w przeliczeniu na MJ paliwa z operacji wychwytywania CO₂ (e_{CO_2-c}). Emisje te obejmują emisje pochodzące ze zużycia paliwa, ciepła i energii elektrycznej oraz wykorzystania materiałów wsadowych do wychwytywania, a także z wszelkiej wymiany materiałów (ze względu na straty lub degradację). Emisje te oblicza się zgodnie z sekcją 21 załącznika IV do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 ⁽¹⁷⁾;
- c) emisje gazów cieplarnianych w przeliczeniu na MJ paliwa pochodzące z transportu CO₂ (e_{CO_2-t}) rurociągami, statkami lub innymi rodzajami transportu morskiego, kolejną lub samochodami ciężarowymi z miejsca wychwytywania. Emisje gazów cieplarnianych wynikające z transportu CO₂ oblicza się na podstawie przebytej odległości, rodzaju modalnego i ładunku. Jeżeli zatłoczony CO₂ pochodzi z co najmniej dwóch różnych rodzajów transportu, emisje oblicza się jako sumę dla każdego rodzaju transportu. Emisje z transportu w przypadku wielu źródeł przypisuje się z zastosowaniem metody przydziału opartego na masie. Jeżeli CO₂ jest transportowany rurociągiem do wielu składowisk geologicznych lub służy do wielu zastosowań, emisje CO₂ z transportu przypisuje się z zastosowaniem metody przydziału opartego na masie. Emisje gazów cieplarnianych z wysyłki CO₂ rurociągami oblicza się zgodnie z sekcją 22 załącznika IV do rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066;
- d) emisje gazów cieplarnianych w przeliczeniu na MJ paliwa pochodzące z zatłaczania (e_{CO_2-i}) do stałego miejsca składowania geologicznego dopuszczonego na podstawie dyrektywy 2009/31/WE lub na podstawie mającego zastosowanie prawa krajowego w państwach trzecich. Emisje te obejmują wszystkie emisje pochodzące ze spalania paliw w urządzeniach stacjonarnych wykorzystywanych w transporcie CO₂, w tym emisje związane z energią elektryczną i emisje z paliw wykorzystywanych w transporcie CO₂ przez powiązane stacje wspomagające i inne działania związane ze spalaniem, w tym miejscowe elektrownie. Emisje te oblicza się zgodnie z sekcją 23 załącznika IV do rozporządzenia wykonawczego (UE) 2018/2066.

Emisje gazów cieplarnianych z wykorzystania paliwa, ciepła i energii elektrycznej oraz wykorzystania materiałów wsadowych do celów wychwytywania, dehydratacji, sprężania i skraplania uwzględnia się w odniesieniu do wszystkich etapów łańcucha wartości CO₂, od wychwytywania po składowanie.

W przypadkach nieobjętych szczególnymi metodami obliczeniowymi przewidzianymi w niniejszym punkcie emisje pochodzące z wsadów energii i materiałów wsadowych do działań związanych z CCS (na przykład ze spalania paliwa, zużytej energii cieplnej i elektrycznej, a także z materiałów i chemikaliów) oblicza się poprzez zastosowanie przez analogię pkt 5–11 dotyczących wsadów do procesu.

Uwzględnia się wszystkie emisje pochodzące z uwalniania do atmosfery, jak również emisje niezorganizowane i inne wycieki CO₂ spowodowane wychwytywaniem, dehydratacją, sprężaniem i skraplaniem dwutlenku węgla oraz transportem CO₂ i zatłaczaniem.

W instalacjach, które rozpoczęły działalność przed dniem 30 grudnia 2025 r., CO₂ można przypisać do części całkowitej produkcji procesu, pod warunkiem że wskaźnik wychwytywania dwutlenku węgla dla tej części zintegrowanego procesu nie przekracza 100 %. W odniesieniu do wszelkich innych instalacji ograniczenie emisji netto musi zostać proporcjonalnie przypisane do całej produkcji paliwa.

18. W przypadku gdy proces produkcji paliw niskoemisyjnych generuje emisje CO₂, które są trwale chemicznie związane w jednym z produktów wymienionych w akcie delegowanym przyjętym zgodnie z art. 12 ust. 3b akapit drugi dyrektywy 2003/87/WE, zalicza się to do niskoemisyjnych produktów paliwowych tego procesu jako redukcję emisji w ramach e_{ccu} (w g CO₂eq/MJ paliwa). Pojęcie e_{ccu} uwzględnia wskaźnik wychwytywania CO₂ z produkcji paliw niskoemisyjnych, a także wszystkie emisje wynikające z działań operacyjnych związanych z wychwytywaniem dwutlenku węgla, transportu CO₂ oraz emisji z procesu przekształcania i utylizacji w celu ich trwałego chemicznego związania w produkcie, w następujący sposób:

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-u}$$

gdzie:

c_{CO_2} = CO₂ wychwycony przez instalację wychwytywania dwutlenku węgla (g CO₂eq/MJ paliwa);

e_{CO_2-c} = emisje związane ze wszystkimi operacjami wychwytywania, dehydratacji, sprężania i skraplania CO₂ (g CO₂eq/MJ paliwa);

⁽¹⁷⁾ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmieniające rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 (Dz.U. L 334 z 31.12.2018, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

- e_{CO_2-t} = emisje z transportu CO₂ rurociągami, statkami, barkami, koleją lub samochodami ciężarowymi z miejsca wychwytywania do miejsca utylizacji (g CO₂eq/MJ paliwa);
- e_{CO_2-u} = emisje pochodzące z wykorzystywania CO₂ w celu zapewnienia jego trwałego chemicznego związania w produktach (g CO₂eq/MJ paliwa).

Emisje uznaje się za trwale chemicznie związane w produkcie wyłącznie wówczas, gdy produkt jest wymieniony w akcie delegowanym przyjętym na podstawie art. 12 ust. 3b akapit drugi dyrektywy 2003/87/WE.

W instalacjach, które rozpoczęły działalność przed dniem 30 grudnia 2025 r., CO₂ można przypisać do części całkowitej produkcji procesu, pod warunkiem że wskaźnik wychwytywania dwutlenku węgla dla tej części zintegrowanego procesu nie przekracza 100 %. W odniesieniu do wszelkich innych instalacji ograniczenie emisji netto musi zostać proporcjonalnie przypisane do całej produkcji paliwa.

B. „STANDARDOWE WARTOŚCI” INTENSYWNOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH ZWIĄZANEJ Z MATERIAŁAMI WSADOWYMI

W tabelach 1 i 2 określono intensywność emisji gazów cieplarnianych z materiałów wsadowych innych niż energia elektryczna.

Tabela 1

Domyślne emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia różnych wsadów energii, wyrażone w g substancji w przeliczeniu na MJ produktu; gazy cieplarniane inne niż CO₂ przelicza się na CO₂eq poprzez pomnożenie ich ilości przez odnośne wartości ich współczynnika globalnego ocieplenia określone w załączniku do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2020/1044⁽¹⁸⁾. Bez emisji ze spalania paliwa w fazie jego użytkowania

Paliwo	CO ₂	CH ₄ (*) (1)	N ₂ O
Stale paliwa kopalne			
Antracyt	6,50	0,390	0,00026
Węgiel koksowy	6,50	0,390	0,00026
Inne rodzaje węgla bitumicznego	6,50	0,390	0,00026
Węgiel subbitumiczny	1,70	0	0
Lignit	1,70	0	0
Brykiety z węgla kamiennego	5,00	0,228	0
Koks z koksowni	5,00	0,228	0
Koks gazowniczy	5,00	0,228	0
Smoła węglowa	5,00	0,228	0
Brykiety z węgla brunatnego	1,70	0	0
Gazy przemysłowo wytworzone			
Gaz miejski	5,00	0,228	0
Gaz koksowniczy	5,00	0,228	0
Gaz wielkopiecowy	5,00	0,228	0
Inny gaz odzyskiwany	5,00	0,228	0
Torf i wyroby z torfu	0	0	0
Łupki i piaski bitumiczne	5,00	0,228	0
Ropa naftowa i produkty naftowe			

⁽¹⁸⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2020/1044 z dnia 8 maja 2020 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w odniesieniu do wartości współczynników globalnego ocieplenia oraz wytycznych dotyczących wykazów, a także w odniesieniu do unijnego systemu wykazów, oraz uchylające rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 666/2014 (Dz.U. L 230 z 17.7.2020, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

Paliwo	CO ₂	CH ₄ (*) (¹)	N ₂ O
Surowa ropa naftowa	5,00	0,228 (= CH ₄ _crude)	0
Kondensat gazu ziemnego	5,00	0,228	0
Półprodukty rafineryjne	5,00	0,228	0
Dodatki i utleniacze	5,00	0,228	0
Inne węglowodory	5,00	0,228	0
Gaz rafineryjny	5,00	0,228	0
Etan	5,00	0,228	0
Gaz płynny (LPG)	5,00	0,228	0
Benzyna silnikowa	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Benzyna lotnicza	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Paliwo typu benzynowego do silników odrzutowych	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Paliwo typu ropy do silników odrzutowych	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Inne rodzaje ropy	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Benzyna ciężka	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Olej gazowy i olej napędowy	15,65	1,09*CH ₄ _crude	0
Olej opałowy	0	1,01* CH ₄ _crude	0
Benzyna lakowa i benzyny przemysłowe	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Smary	15,65	1,09*CH ₄ _crude	0
Asfalt	5,00	0,228	0
Koks ponaftowy	5,00	0,228	0
Parafiny	5,00	0,228	0
Inne produkty naftowe	5,00	0,228	0
Gaz ziemny (bez skraplania, transportu morskiego i regazyfikacji LNG) (**) (²)	4,90	0,190	0,00037
Odpady			
Odpady przemysłowe (nieodnawialne)	0	0	0
Odpady komunalne nieodnawialne	0	0	0
Energia jądrowa			
Jądrowa energia cieplna	0,50	0	0

(¹) Przy obliczaniu emisji poprzedzających produktów ropopochodnych (na podstawie rzeczywistego współczynnika emisji poprzedzających metanu w odniesieniu do uwzględnianej surowej ropy naftowej) uwzględnia się współczynnik przydziału: 1,09, 1,08, 1,01 (MJ surowej ropy naftowej/MJ produktu) odpowiednio dla oleju napędowego, benzyny i ciężkiego oleju opałowego.

(²) W przypadku gazu ziemnego transportowanego w postaci płynnej dodaje się dodatkowe emisje gazów cieplarnianych (CO₂, CH₄ i N₂O) spowodowane skraplaniem, transportem morskim i regazyfikacją gazu ziemnego. W odniesieniu do emisji metanu pochodzących z etapów skraplania, transportu morskiego i regazyfikacji LNG operatorzy postępują według pkt 7 niniejszego załącznika, zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2024/1787.

Źródło: opracowanie wewnętrzne JRC w oparciu o:

- JEC v5, Wytyczne IPCC z 2006 r. i 2019 r. dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, V2Ch2, Spalanie stacjonarne;
- IFEU 2023;
- Energy and Environmental Research Associates, LLC 2024;
- EKG ONZ 2022, Neutralność pod względem emisji dwutlenku węgla w regionie EKG ONZ: zintegrowana ocena cyklu życia źródeł energii elektrycznej.

Tabela 2

Domyślne emisje gazów cieplarnianych w cyklu życia materiałów wsadowych

Materiał wsadowy	Emisje całkowite g CO ₂ eq/kg
Amoniak	2 351,3
Chlorek wapnia (CaCl ₂)	38,8
Cykloheksan	723,0
Kwas chlorowodorowy (HCl)	1 061,1
Smary	947,0
Siarczan magnezu (MgSO ₄)	191,8
Azot	56,4
Kwas fosforowy (H ₃ PO ₄)	3 124,7
Wodorotlenek potasu (KOH)	419,1
Czysty CaO do procesów	1 193,2
Węglan sodu (Na ₂ CO ₃)	1 245,1
Chlorek sodu (NaCl)	13,3
Wodorotlenek sodu (NaOH)	529,7
Metanolan sodu (Na(CH ₃ O))	2 425,5
Dwutlenek siarki (SO ₂)	53,3
Kwas siarkowy (H ₂ SO ₄)	217,5
Mocznik	1 846,6

Źródło: Sprawozdanie JEC-WTW i obliczenia według dyrektywy w sprawie energii odnawialnej.

C. INTENSYWNOŚĆ EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH ZWIĄZANEJ Z ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ**Metodyka obliczania intensywności emisji gazów cieplarnianych związanej z energią elektryczną**

Intensywność emisji gazów cieplarnianych związanej z energią elektryczną określa się na poziomie państw lub obszarów rynkowych. Intensywność emisji gazów cieplarnianych związanej z energią elektryczną można określać na poziomie obszarów rynkowych wyłącznie w przypadku, gdy wymagane dane są publicznie dostępne. Intensywność emisji dwutlenku węgla związanej z energią elektryczną, wyrażonej jako g CO₂eq/MJ energii elektrycznej, oblicza się, uwzględniając wszystkie potencjalne źródła energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej, faktyczny rodzaj zakładu, wydajność przekształcania i własne zużycie energii elektrycznej w każdej elektrowni.

W obliczeniach uwzględnia się wszystkie emisje ekwiwalentu CO₂ związane ze spalaniem i dostawą paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Obliczenia te zależą od ilości poszczególnych paliw wykorzystywanych w zakładach produkcji energii elektrycznej oraz od współczynników emisji ze spalania paliw i współczynników emisji poprzedzających pochodzących z paliw (w fazach produkcji, rafinacji i transportu).

Gazy cieplarniane inne niż CO₂ przelicza się na CO₂eq poprzez pomnożenie ich ilości przez odnośne wartości ich współczynnika globalnego ocieplenia określone w załączniku do rozporządzenia delegowanego (UE) 2020/1044. Podczas spalania paliw biogenicznych emisji CO₂ nie uwzględnia się ze względu na ich pochodzenie biogeniczne, ale uwzględnia się emisje CH₄ i N₂.

Do obliczenia emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze spalania paliw stosuje się domyślne współczynniki emisji IPCC w zakresie spalania stacjonarnego w przemyśle energetycznym, zob. tabela 3. Emisje poprzedzające obejmują emisje ze wszystkich procesów i faz wymaganych do przygotowania paliwa do zasilania produkcji energii. Wynikają one z wydobycia, rafinacji i transportu paliwa wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej.

Ponadto uwzględnia się wszystkie emisje poprzedzające spowodowane uprawą, pozyskiwaniem, gromadzeniem, przetwarzaniem i transportem biomasy. Torf i składniki materiałów odpadowych pochodzenia kopalnego traktuje się jako paliwo kopalne.

Paliwa wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej brutto w zakładach produkujących wyłącznie energię elektryczną ustala się na podstawie produkcji energii elektrycznej i wydajności przekształcania w energię elektryczną. W przypadku elektrowni paliwa wykorzystywane do produkcji ciepła w elektrowniach są obliczane poprzez uwzględnienie alternatywnej produkcji ciepła o średniej ogólnej sprawności wynoszącej 85 %, natomiast resztę przypisuje się do produkcji energii elektrycznej.

W przypadku elektrowni jądrowych przyjmuje się, że wydajność przekształcania ciepła jądrowego wynosi 33 % lub wykorzystuje się dane przedstawione przez Eurostat lub podobne uznane źródło.

Z produkcją energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii obejmujących energię wodną, słoneczną, wiatrową i geotermalną nie są związane żadne paliwa. Nie uwzględnia się emisji wynikających z budowy i likwidacji obiektów do produkcji energii elektrycznej oraz gospodarowania odpadami pochodzącymi z tych obiektów. W związku z tym uznaje się, że emisje ekwiwalentu dwutlenku węgla związane z produkcją energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (energii wiatrowej, słonecznej, wodnej i geotermalnej) są równe zeru.

Emisje ekwiwalentu CO₂ z produkcji energii elektrycznej brutto obejmują emisje poprzedzające wymienione w tabeli 1 oraz standardowe współczynniki emisji dla spalania stacjonarnego wymienione w tabelach 3 i 4. Emisje poprzedzające związane z dostarczaniem wykorzystywanego paliwa oblicza się z zastosowaniem współczynników emisji poprzedzających określonych w tabeli 1.

Intensywność emisji dwutlenku węgla związanej z energią elektryczną oblicza się według wzoru:

$$e_{\text{gross_prod}} = \sum_{i=1}^k (c_{i-\text{ups}} + c_{i-\text{comb}}) \times B_i$$

gdzie:

$e_{\text{gross_prod}}$ =	emisje ekwiwalentu CO ₂ [g CO ₂ eq]
$c_{i-\text{ups}}$ =	współczynniki emisji poprzedzających ekwiwalentu CO ₂ [g CO ₂ eq/MJ]
$c_{i-\text{comb}}$ =	współczynniki emisji ekwiwalentu CO ₂ pochodzących ze spalania paliw [g CO ₂ eq/MJ] z tabel 3 i 4; obejmuje emisje CH ₄ i N ₂ O wyrażone jako CO ₂ eq/MJ. W przypadkach, w których CO ₂ jest trwale składowany przez obiekty CCS, współczynnik emisji CO ₂ ze spalania paliw odpowiada wartościom domyślnym dla CO ₂ podanym w tabeli 3 i pomniejszonym przez uwzględnienie wpływu netto CCS.
B_i =	zużycie paliwa i do produkcji energii elektrycznej [MJ]
$i = 1 \dots k$ =	paliwa wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej

Wielkość produkcji energii elektrycznej netto jest określana przez produkcję energii elektrycznej brutto, własne zużycie energii elektrycznej w elektrowni oraz straty energii elektrycznej w elektrowniach szczytowo-pompowych.

$$E_{\text{net}} = E_{\text{gross}} - E_{\text{own}} - E_{\text{pump}}$$

gdzie:

E_{net} =	produkcja energii elektrycznej netto [MJ]
E_{gross} =	produkcja energii elektrycznej brutto [MJ]
E_{own} =	własne wewnętrzne zużycie energii elektrycznej w elektrowni [MJ]
E_{pump} =	straty energii elektrycznej w elektrowniach szczytowo-pompowych [MJ]

Intensywność emisji dwutlenku węgla związanej z wyprodukowaną energią elektryczną netto oznacza całkowite emisje gazów cieplarnianych brutto związane z wyprodukowaniem energii elektrycznej netto:

$$CI = e_{\text{gross_prod}} / E_{\text{net}}$$

gdzie:

CI = emisje ekwiwalentu CO₂ z produkcji energii elektrycznej wyrażone w [g CO₂eq/MJ].

Dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i zużycia paliwa

Dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i zużycia paliwa pozyskuje się z danych i statystyk państw należących do MEA i stowarzyszonych z MAE, z których pochodzą informacje na temat bilansów energetycznych i energii elektrycznej produkowanej z wykorzystaniem różnych paliw, np. z sekcji poświęconej danym i statystykom („Energy Statistics Data Browser” – przeglądarka danych statystycznych z dziedziny energetyki) na stronie internetowej MAE ⁽¹⁹⁾.

Jeżeli chodzi o państwa członkowskie, dane Eurostatu są bardziej szczegółowe i można je wykorzystać zamiast powyższych danych. W przypadku gdy intensywność emisji gazów cieplarnianych ustala się na poziomie obszarów rynkowych, wykorzystuje się dane z oficjalnych statystyk krajowych, od operatorów systemów przesyłowych lub z europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (ENTSO-E) o takim samym poziomie szczegółowości jak dane MAE. Dane dotyczące zużycia paliwa obejmują dostępne dane o najwyższym poziomie szczegółowości uzyskane z krajowych statystyk: stałe paliwa kopalne, gazy sztuczne, torf i wyroby z torfu, łupki i piaski bitumiczne, ropa naftowa i produkty naftowe, gaz ziemny, odnawialne źródła energii i biopaliwa, odpady nieodnawialne i energia jądrowa. Odnawialne źródła energii i biopaliwa obejmują wszystkie paliwa biogeniczne, odpady biogeniczne, wodę, oceany, pływy, fale, geotermię, wiatr, energię słoneczną i energię otoczenia z pomp ciepła.

Obrót energią elektryczną netto

Po obliczeniu krajowej produkcji energii elektrycznej i jej intensywności emisji dwutlenku węgla uwzględnia się roczny import netto z innych państw. Dla każdego państwa uczestniczącego w wymianie import netto oblicza się jako różnicę między importem a eksportem. Jeżeli wartość jest większa niż zero, co oznacza, że dane państwo jest importerem netto energii elektrycznej, krajową intensywność emisji dwutlenku węgla oblicza się z uwzględnieniem w sposób proporcjonalny emisji związanych z importowaną energią elektryczną netto. Aby uwzględnić również import z państwa eksportującego, obliczenie to należy wykonywać w sposób iteracyjny aż do uzyskania zbieżności wartości, co najmniej trzykrotnie. W przypadku gdy intensywność emisji gazów cieplarnianych z energii elektrycznej określa się na poziomie obszarów rynkowych, to samo podejście stosuje się na poziomie obszarów rynkowych.

Dane dotyczące materiałów wsadowych pochodzące ze źródeł bibliograficznych

Tabela 3

Domyślne współczynniki emisji w zakresie spalania stacjonarnego [g CO₂eq/M] paliwa na podstawie wartości opałowej]

Paliwo	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Stale paliwa kopalne			
Antracyt	98,3	0,03	0,41
Węgiel koksowy	94,6	0,03	0,41
Inne rodzaje węgla bitumicznego	94,6	0,03	0,41
Węgiel subbitumiczny	96,1	0,03	0,41
Lignit	101,0	0,03	0,41
Brykiety z węgla kamiennego	97,5	0,03	0,41
Koks z koksowni	107,0	0,03	0,41
Koks gazowniczy	107,0	0,03	0,03
Smola węglowa	80,7	0,03	0,41
Brykiety z węgla brunatnego	97,5	0,03	0,41
Gazy przemysłowo wytworzone			
Gaz miejski	44,4	0,03	0,03
Gaz koksowniczy	44,4	0,03	0,03
Gaz wielkopiecowy	260,0	0,03	0,03

⁽¹⁹⁾ Przykład: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>.

Paliwo	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Inny gaz odzyskiwany	182,0	0,03	0,03
Torf i wyroby z torfu	106,0	0,03	0,41
Łupki i piaski bitumiczne	107,0	0,03	0,41
Ropa naftowa i produkty naftowe			
Surowa ropa naftowa	73,3	0,09	0,16
Kondensat gazu ziemnego	64,2	0,09	0,16
Półprodukty rafineryjne	73,3	0,09	0,16
Dodatki i utleniacze	73,3	0,09	0,16
Inne węglowodory	73,3	0,09	0,16
Gaz rafineryjny	57,6	0,03	0,03
Etan	61,6	0,03	0,03
Gaz płynny (LPG)	63,1	0,03	0,03
Benzyna silnikowa	69,3	0,09	0,16
Benzyna lotnicza	70,0	0,09	0,16
Paliwo typu benzynowego do silników odrzutowych	70,0	0,09	0,16
Paliwo typu nafty do silników odrzutowych	71,5	0,09	0,16
Inne rodzaje nafty	71,9	0,09	0,16
Benzyna ciężka	73,3	0,09	0,16
Olej gazowy i olej napędowy	74,1	0,09	0,16
Olej opałowy	77,4	0,09	0,16
Benzyna lądowa i benzyny przemysłowe	73,3	0,09	0,16
Smary	73,3	0,09	0,16
Asfalt	80,7	0,09	0,16
Koks ponaftowy	97,5	0,09	0,16
Parafiny	73,3	0,09	0,16
Inne produkty naftowe	73,3	0,09	0,16
Gaz ziemny	56,1	0,03	0,03
Odpady			
Odpady przemysłowe (nieodnawialne)	143,0	0,89	1,09
Odpady komunalne nieodnawialne	91,7	0,89	1,09

Źródło: IPCC, 2006.

Tabela 4

Domyślne współczynniki emisji w zakresie stacjonarnego spalania paliw pochodzących z biomasy [g CO₂eq/M] paliwa na podstawie wartości opałowej]

Paliwo	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Pierwotne biopaliwa stałe	0	0,89	1,09
Węgiel drzewny	0	5,96	1,09
Biogazy	0	0,03	0,03

Paliwo	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Odpady komunalne odnawialne	0	0,89	1,09
Czysta biobenzyna	0	0,09	0,16
Biobenzyna mieszana	0	0,09	0,16
Czysty biodiesel	0	0,09	0,16
Biodiesle mieszane	0	0,09	0,16
Czyste biopaliwo odrzutowe	0	0,09	0,16
Mieszane biopaliwo odrzutowe	0	0,09	0,16
Inne biopaliwa ciekłe	0	0,09	0,16

Źródło: IPCC, 2006.

Tabela 5 zawiera roczne średnie wartości intensywności emisji gazów cieplarnianych związanej z energią elektryczną obliczone zgodnie z wyżej wymienionymi wzorami w niniejszej części C na poziomie krajowym w Unii. Można wybrać jedną z pięciu najnowszych dostępnych wartości rocznych dla energii elektrycznej pozyskiwanej w odpowiednich krajach ⁽²⁰⁾.

Tabela 5

Intensywność emisji związanej z wytworzoną energią elektryczną i importowaną energią elektryczną netto w państwach członkowskich w latach 2019–2023

Państwo	Intensywność emisji związanej z wytworzoną energią elektryczną i importowaną energią elektryczną netto (g CO ₂ eq/Mj)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Austria	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8
Belgia	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bułgaria	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Chorwacja	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Cypr	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Czechy	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Dania	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estonia	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finlandia	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
Francja	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Niemcy	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Grecja	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Węgry	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irlandia	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Włochy	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Łotwa	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Litwa	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Luksemburg	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6

⁽²⁰⁾ Zaktualizowane dane będą regularnie udostępniane przez Komisję Europejską.

Państwo	Intensywność emisji związanej z wytworzoną energią elektryczną i importowaną energią elektryczną netto (g CO ₂ eq/Mj)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Malta	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Niderlandy	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Polska	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portugalia	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Rumunia	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Słowacja	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Słowenia	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
Hiszpania	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Szwecja	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Źródło: JRC, 2025, na podstawie danych Eurostatu.