

ROZPORZĄDZENIE WYKONAWCZE KOMISJI (UE) 2025/2547**z dnia 10 grudnia 2025 r.****ustanawiające przepisy dotyczące stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do metod obliczania emisji wbudowanych związanych z towarami****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 7 ust. 7,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2023/956 emisje wbudowane związane z towarami przywożonymi na obszar celny Unii od 2026 r. – niezależnie od tego, czy są ustalane na podstawie wartości rzeczywistych czy domyślnych – oblicza się zgodnie z metodami określonymi w załączniku IV do tego rozporządzenia. Takie metody obliczeniowe muszą opierać się na metodyce mającej zastosowanie w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji w odniesieniu do instalacji zlokalizowanych w Unii (EU ETS), jak określono w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/2066 ⁽²⁾.
- (2) Mając zastosowanie metodykę obliczania emisji wbudowanych w okresie od dnia 1 października 2023 r. do dnia 31 grudnia 2025 r. określono w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2023/1773 ⁽³⁾. W tym okresie przejściowym Komisja zgromadziła cenne doświadczenia i informacje od zainteresowanych stron, ekspertów i zgłaszających objętych obowiązkiem sprawozdawczym. Równolegle z konsultacjami technicznymi z państwami członkowskimi, w tym na poziomie ekspertów, Komisja przeprowadziła szeroko zakrojone konsultacje z odpowiednimi zainteresowanymi stronami, z uwzględnieniem przedstawicieli przemysłu, aby zebrać informacje na potrzeby prac przygotowawczych dotyczących przepisów określonych w niniejszym rozporządzeniu.
- (3) W oparciu o doświadczenia zdobyte w okresie przejściowym konieczne jest dostosowanie metodyki obliczania w celu zapewnienia skuteczności mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM). Takie zmiany powinny mieć na celu zwiększenie dokładności obliczeń emisji wbudowanych związanych z towarami, zmniejszenie ryzyka obchodzenia obowiązków związanych z CBAM, zapewnienie odpowiedniej weryfikacji zgodności z zasadami monitorowania i obliczania oraz utrzymanie spójności z EU ETS, przy jednoczesnym ograniczeniu obciążenia administracyjnego dla operatorów, upoważnionych zgłaszających CBAM, właściwych organów i Komisji.
- (4) W celu ilościowego określenia i obliczenia emisji wbudowanych związanych z towarami należy określić granice systemowe. Granice systemowe należy dostosować do granic określonych w EU ETS.
- (5) W celu ilościowego określenia i obliczenia specyficznych emisji wbudowanych związanych z towarami operatorzy powinni monitorować emisje na poziomie instalacji, określić, które z tych emisji należy przypisać do danego procesu produkcji, a następnie przypisać te emisje do towarów objętych tym procesem produkcji.

⁽¹⁾ Dz.U. L 130 z 16.5.2023, s. 52, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>.

⁽²⁾ 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, http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

⁽³⁾ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym (Dz.U. L 228 z 15.9.2023, s. 94, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj).

- (6) W celu określenia emisji na poziomie instalacji, które można przypisać towarom, należy określić procesy produkcji towarów, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna. Jednostką funkcjonalną powinny być, co do zasady, tony towarów objętych tym samym kodem CN wymienionym w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956. Natomiast z uwagi na fakt, że w przypadku cementu i nawozów emisje zależą odpowiednio od zawartości klinkieru i zawartości azotu w towarach, jednostkami funkcjonalnymi powinny być tony klinkieru i tony azotu zawarte w tych towarach. W przypadku niektórych nawozów dostępna jest uzupełniająca jednostka miary służąca do pomiaru aspektów innych niż masa towarów, określona w załącznikach do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87^(*), która pozwala uwzględnić różnice w składzie towarów objętych tym samym kodem CN. W takich przypadkach ta uzupełniająca jednostka miary powinna stanowić jednostkę funkcjonalną. Jednostki funkcjonalne dla żeliwa i stali należy określić zgodnie z zasadą ogólną, ponieważ kody CN umożliwiają już zróżnicowanie obliczania emisji wbudowanych. W przypadku aluminium i wodoru ogólna zasada jest wystarczająca do zdefiniowania jednostki funkcjonalnej obejmującej towary, które są wystarczająco podobne pod względem jakości i składu, aby uzasadnić definicję niepowtarzalnego procesu produkcji do celów obliczania emisji wbudowanych.
- (7) Aby uniknąć odchyień w obliczaniu emisji z towarów, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna, w przypadku gdy takie towary są produkowane z wykorzystaniem różnych ścieżek produkcyjnych w obrębie jednej instalacji, proces produkcji takich towarów nie powinien być inny w przypadku każdej ścieżki produkcyjnej, tylko powinien uwzględniać wszystkie ścieżki produkcyjne – oznacza to, że emisje, które można przypisać towarom, do których zastosowanie ma ta sama jednostka funkcjonalna, powinny być średnią ważoną emisji ze wszystkich ścieżek produkcyjnych stosowanych w danej instalacji do produkcji towarów, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna.
- (8) Aby zapewnić dokładność procesu monitorowania emisji, należy ustanowić specjalne zasady monitorowania, w tym przepisy mające zastosowanie do prekursorów. Przepisy te powinny być zgodne z odpowiednimi zasadami monitorowania w ramach EU ETS.
- (9) Aby wspomóc obliczanie i weryfikację rzeczywistych emisji wbudowanych zgodnie z art. 8 rozporządzenia (UE) 2023/956, a także przegląd deklaracji CBAM zgodnie z art. 19 ust. 2 tego rozporządzenia, operatorzy powinni określić w planie monitorowania główne kryteria metodyczne, na których opierają się procesy gromadzenia danych w instalacji w ciągu roku oraz obliczania emisji. W celu zapewnienia, aby plan monitorowania zawierał elementy niezbędne do weryfikacji, należy określić szablon zawierający wymogi minimalne. Aby zapewnić efektywność procesu weryfikacji i procesu przeglądu deklaracji CBAM przez Komisję i właściwe organy, plany monitorowania należy przedkładać w języku powszechnie używanym i zrozumiałym do celów monitorowania, obliczania i weryfikacji emisji.
- (10) W celu ilościowego określenia i obliczenia specyficznych emisji wbudowanych związanych z towarami objętymi danym procesem produkcji należy ustanowić zasady przypisywania emisji z procesu produkcji do towarów.
- (11) Dowody, których upoważnieni zgłaszający CBAM potrzebują, aby móc zgłaszać wartości rzeczywiste dla energii elektrycznej i energii elektrycznej zużywanej w procesie produkcji towarów zgodnie z art. 7 ust. 3 i 4 rozporządzenia (UE) 2023/956, powinny dawać wystarczającą pewność co do spełnienia kryteriów określonych w pkt 5 i 6 załącznika IV do tego rozporządzenia.
- (12) Aby umożliwić akredytowanemu weryfikatorowi sprawdzenie, czy spełnione są kryteria stosowania wartości rzeczywistych dla emisji pośrednich, operator instalacji wytwarzającej energię elektryczną i operator instalacji wykorzystującej tę energię elektryczną do produkcji towaru powinni zawrzeć niezbędne informacje w swoich raportach na temat wielkości emisji. Z uwagi na fakt, że operatorzy powinni być zobowiązani do wykazania – w celu spełnienia kryteriów, o których mowa w pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 – że energia elektryczna, w odniesieniu do której wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji, faktycznie przepływa z instalacji, w której jest ona wytwarzana, do instalacji, w której energia ta jest wykorzystywana do produkcji towarów, oraz ze względu na fakt, że przepływ energii elektrycznej powinien być mierzony w tym celu za pomocą inteligentnych systemów opomiarowania w obu instalacjach, każdy operator powinien przekazywać odpowiedniemu weryfikatorowi dane z inteligentnych systemów opomiarowania.

(*) Rozporządzenie Rady (EWG) nr 2658/87 z dnia 23 lipca 1987 r. w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej oraz w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej (Dz.U. L 256 z 7.9.1987, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/1987/2658/oj>).

- (13) Aby umożliwić akredytowanemu weryfikatorowi sprawdzenie, czy spełnione są kryteria stosowania wartości rzeczywistych dla energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii, operatorzy instalacji wytwarzających energię elektryczną w państwie trzecim powinni zawrzeć niezbędne informacje w raporcie na temat wielkości emisji. Z uwagi na fakt, że operatorzy mogą nie mieć bezpośredniego dostępu do odpowiednich dowodów, w celu spełnienia tego wymogu konieczne może być uzyskanie przez nich niektórych dowodów od innych osób, w tym upoważnionego zgłaszającego CBAM, importera i operatora systemu przesyłowego, np. do celów wykazania, że nie doszło do fizycznego przeciążenia sieci, zgodnie z pkt 5 lit. b) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, lub do celów wykazania, że nastąpiło przypisanie przepustowości na potrzeby importu energii elektrycznej w połączeniu wzajemnym zgodnie z pkt 5 lit. d) załącznika IV do tego rozporządzenia.
- (14) Aby ułatwić operatorom obliczanie emisji wbudowanych, w przypadku gdy instalacja produkująca towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, a niewymienione w załączniku II do tego rozporządzenia otrzymuje w okresie sprawozdawczym energię elektryczną z różnych instalacji lub źródeł, pośrednie emisje wbudowane związane z tymi towarami należy ustalać domyślnie jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną otrzymaną z różnych instalacji. W celu zapewnienia proporcjonalności w odniesieniu do tej domyślnej metody, w przypadku gdy operatorzy mogą przedstawić dowody wykazujące, że instalacja produkująca towary niewymienione w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956 wykorzystywała w procesie produkcji wyłącznie energię elektryczną z danego źródła lub danej instalacji lub z danego podzbioru źródeł lub instalacji, pośrednie emisje wbudowane związane z towarami, do których ma zastosowanie ten proces produkcji, można ustalić oddzielnie.
- (15) Aby umożliwić weryfikatorowi stwierdzenie z wystarczającą pewnością, że raport operatora na temat wielkości emisji jest wolny od istotnych nieprawidłowości, oraz aby umożliwić Komisji i właściwym organom dokonanie przeglądu deklaracji CBAM, przeprowadzanie ocen ryzyka i zapobieganie praktykom obchodzenia przepisów określonych w niniejszym rozporządzeniu, raport operatora na temat wielkości emisji powinien zawierać informacje na temat instalacji i wyprodukowanych towarów, w tym na temat ich specyficznych emisji wbudowanych, a także inne informacje ułatwiające kontrole dokładności obliczania specyficznych emisji wbudowanych. Z uwagi na fakt, że obliczenie dostosowania związanego z przydziałem bezpłatnych uprawnień zależy od danych z instalacji, raport na temat wielkości emisji powinien również zawierać informacje istotne dla obliczenia dostosowania związanego z przydziałem bezpłatnych uprawnień zgodnie z art. 31 rozporządzenia (UE) 2023/956. Aby zapewnić efektywność procesu weryfikacji i procesu przeglądu deklaracji CBAM przez Komisję i właściwe organy, raporty operatorów na temat wielkości emisji powinny być przedkładane w języku powszechnie używanym i zrozumiałym do celów monitorowania, obliczania i weryfikacji emisji.
- (16) Ze względu na fakt, że niektóre dane wykorzystywane do wykazania spełnienia kryteriów określonych w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 są szczególnie chronionymi informacjami handlowymi i danymi osobowymi, operatorzy powinni, w stosownych przypadkach, przygotować addendum do raportu operatora na temat wielkości emisji dotyczące konkretnego zgłaszającego, które nie może zostać ujawnione upoważnionym zgłaszającym CBAM innym niż zgłaszający, którego ono dotyczy.
- (17) Ze względu na fakt, że niektóre elementy danych zawarte w raporcie operatora na temat wielkości emisji są szczególnie chronionymi informacjami handlowymi, operatorzy powinni przygotować skróconą wersję tego raportu, która zostanie włączona do sprawozdania z weryfikacji i udostępniona upoważnionym zgłaszającym CBAM. W przypadku gdy operatorzy są zarejestrowani w rejestrze CBAM zgodnie z art. 10 rozporządzenia (UE) 2023/956, operatorzy powinni mieć możliwość podjęcia decyzji o ujawnieniu upoważnionemu zgłaszającemu CBAM wyłącznie skróconej wersji raportu operatora na temat wielkości emisji oraz, w stosownych przypadkach, odpowiedniego addendum do tego raportu dotyczące konkretnego zgłaszającego.
- (18) Aby zapewnić zgodność z przepisami dotyczącymi monitorowania i obliczania emisji określonymi w niniejszym rozporządzeniu, operatorzy powinni korygować w planie monitorowania i raporcie operatora na temat wielkości emisji wszelkie przypadki nieprawidłowości, niezgodności lub niedopełnienia obowiązków zgłoszone przez weryfikatora w ramach działań weryfikacyjnych. Po takiej korekcie operatorzy powinni przekazać weryfikatorowi ostateczną wersję dokumentu. Aby zapewnić kompletność informacji wymaganych do obliczenia i weryfikacji emisji wbudowanych związanych z towarami złożonymi, w przypadku gdy raport operatora na temat wielkości emisji zawiera informacje na temat rzeczywistych emisji wbudowanych związanych z prekursorami, których nie wyprodukowano w danej instalacji, operatorzy powinni również przekazać weryfikatorowi sprawozdanie z weryfikacji instalacji produkującej.

- (19) Wartości domyślne należy ustalić dla każdego państwa trzeciego i dla każdego towaru, stosując do tego celu metodykę opartą na najnowszych wiarygodnych informacjach, która uwzględnia dostępność wiarygodnych danych w państwach trzecich. Jeżeli Komisja otrzyma alternatywne wiarygodne dane wykazujące, że dane wartości domyślne są zbyt wysokie lub zbyt niskie, powinna dokonać przeglądu odpowiednich wartości domyślnych.
- (20) W przypadku emisji pośrednich wartość domyślną należy obliczać na podstawie średniej współczynnika emisji sieci elektroenergetycznej kraju pochodzenia. Taka metoda obliczeniowa jest najbardziej odpowiednia zarówno do zapobiegania ucieczce emisji, jak i do zachowania integralności środowiskowej CBAM, biorąc pod uwagę, że w jak największym stopniu odzwierciedla ona wysiłki państw trzecich na rzecz dekarbonizacji sieci elektroenergetycznych, a jednocześnie pozwala utrzymać wysoki poziom ochrony przed ryzykiem ucieczki emisji. Aby odzwierciedlić wpływ polityki państw trzecich dotyczącej obniżania emisyjności, na przykład wzrostu produkcji energii odnawialnej, a także wpływ warunków klimatycznych na roczną podaż energii elektrycznej w danych krajach, przy jednoczesnym uniknięciu nadmiernej zmienności współczynnika emisji ze względu na nietypowe lata, w tym spowodowanej wyjątkowymi warunkami klimatycznymi lub innymi nieprzewidywalnymi zdarzeniami, współczynnik emisji należy obliczać na podstawie średniej arytmetycznej współczynnika emisji za ostatni okres pięciu lat poprzedzający złożenie sprawozdania, za który dostępne są wiarygodne dane.
- (21) W przypadku energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii, aby odzwierciedlić wpływ polityki dotyczącej obniżania emisyjności w państwie trzecim lub grupie państw trzecich na intensywność emisji z produkcji energii elektrycznej w danych państwach, przy jednoczesnym uniknięciu nadmiernej zmienności współczynnika emisji ze względu na nietypowe lata, w tym spowodowanej wyjątkowymi warunkami klimatycznymi lub innymi nieprzewidywalnymi zdarzeniami, współczynnik emisji CO₂ należy obliczać na podstawie średniej rocznej współczynników emisji CO₂ za ostatni okres pięciu lat, za który dostępne są wiarygodne dane.
- (22) Aby umożliwić upoważnionym zgłaszającym CBAM stosowanie alternatywnych wartości domyślnych zgodnie z pkt 4.2.2, 4.3 i 7 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, należy określić szczegółowe warunki, które należy spełnić w tym celu. Aby zapewnić jasność co do tego, kiedy można stosować alternatywne wartości domyślne, należy ustanowić przepisy dotyczące sposobu i harmonogramu przekazywania Komisji alternatywnych danych urzędowych, metody obliczania alternatywnych wartości domyślnych oraz sposobu udostępniania alternatywnych wartości domyślnych do wykorzystania przez upoważnionych zgłaszających CBAM. Do zapewnienia upoważnionym zgłaszającym CBAM pewności prawa konieczne jest formalne przyjęcie i udostępnienie alternatywnych wartości domyślnych.
- (23) Do celów określenia emisji wbudowanych związanych z towarami na podstawie wartości rzeczywistych, zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2023/956, operatorzy obliczają emisje występujące w instalacji do produkcji tych towarów w danym okresie sprawozdawczym. Aby uprościć stosowanie prawidłowego okresu sprawozdawczego, w którym wyprodukowano towary, okres sprawozdawczy przyjęty do jego określenia powinien odpowiadać rokowi kalendarzowemu.
- (24) Aby łatwiej było wskazać okres sprawozdawczy w odniesieniu do towarów przywożonych na obszar celny Unii oraz aby zmniejszyć obciążenie administracyjne dla upoważnionych zgłaszających CBAM, należy przyjąć domniemanie, że towary takie zostały wyprodukowane w roku kalendarzowym przywozu. Upoważnieni zgłaszający CBAM powinni mieć możliwość obalenia tego domniemania poprzez przedstawienie dowodów wykazujących rzeczywisty okres, w którym towary zostały wyprodukowane. Z uwagi na fakt, że metodyka monitorowania, obliczania i weryfikacji określona w niniejszym rozporządzeniu ma zacząć obowiązywać dopiero od 2026 r., okresem sprawozdawczym nie może być żaden okres poprzedzający 2026 r.
- (25) W przypadku prekursorów wykorzystywanych do produkcji towaru złożonego operatorzy towaru złożonego powinni, do celów określenia emisji wbudowanych na podstawie rzeczywistych emisji, określić mający zastosowanie okres sprawozdawczy, w którym prekursor został wyprodukowany, i stosować odpowiednie zweryfikowane wartości rzeczywiste. Aby uprościć tę identyfikację i zmniejszyć obciążenie administracyjne dla operatorów, należy przyjąć domniemanie, że prekursory wykorzystywane do produkcji towaru złożonego zostały wyprodukowane w okresie sprawozdawczym, w którym wyprodukowano ten towar złożony. Operatorzy powinni mieć możliwość obalenia tego domniemania poprzez przedstawienie weryfikatorowi dowodów wykazujących rzeczywisty okres, w którym wyprodukowano określony prekursor. Z uwagi na fakt, że metodyka monitorowania, obliczania i weryfikacji określona w niniejszym rozporządzeniu ma zacząć obowiązywać dopiero od 2026 r., okresem sprawozdawczym nie może być okres poprzedzający 2026 r.

- (26) Aby zapewnić spójność, okres sprawozdawczy mający zastosowanie do określania emisji wbudowanych na podstawie wartości rzeczywistych powinien być taki sam jak okres sprawozdawczy mający zastosowanie do obliczania dostosowania związanego z przydziałem bezpłatnych uprawnień oraz okres sprawozdawczy mający zastosowanie do ustalania opłaty emisyjnej uiszczanej zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2023/956.
- (27) Aby ułatwić operatorom obliczanie emisji wbudowanych, w przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje prekursory objęte danym kodem CN wyprodukowane w danej instalacji w różnych okresach sprawozdawczych, emisje wbudowane związane z danymi towarami złożonymi należy – w odniesieniu do części emisji wbudowanych związanych z tymi prekursorami – ustalać jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z prekursorami objętymi tym kodem CN, które wyprodukowano w różnych okresach sprawozdawczych.
- (28) Aby ułatwić operatorom obliczanie emisji wbudowanych, w przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje prekursory objęte danym kodem CN od różnych instalacji, emisje wbudowane związane z danymi towarami złożonymi należy – w odniesieniu do części emisji wbudowanych związanych z tymi prekursorami – ustalać domyślnie jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z odpowiednimi prekursorami otrzymanymi od poszczególnych instalacji. W celu zapewnienia proporcjonalności w odniesieniu do tej domyślnej metody, w przypadku gdy operatorzy mogą przedstawić dowody wykazujące, że instalacja produkująca towary złożone wykorzystywała w danym procesie produkcji wyłącznie prekursory z danej instalacji lub z danego podzbioru instalacji, emisje wbudowane związane z prekursorami wykorzystywanymi w tym procesie produkcji można ustalić oddzielnie.
- (29) Aby zapewnić operatorom elastyczność w wyborze stosowania wartości rzeczywistych lub wartości domyślnych, w przypadku gdy emisje wbudowane związane z towarami złożonymi są ustalane na podstawie wartości rzeczywistych, operatorzy powinni mieć możliwość stosowania wartości domyślnych dla jednego lub większej liczby prekursorów. W takim przypadku operatorzy powinni mieć możliwość łączenia stosowania wartości rzeczywistych dla jednego lub większej liczby prekursorów z wykorzystaniem wartości domyślnych dla innych prekursorów.
- (30) W przypadku gdy Komisja przystąpi do zmiany niniejszego aktu wykonawczego, powinna przeprowadzić konsultacje publiczne w celu utrzymania przejrzystości i zapewnienia konstruktywnego udziału wszystkich odpowiednich zainteresowanych stron, zgodnie z wytycznymi Komisji dotyczącymi lepszego stanowienia prawa.
- (31) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią Komitetu ds. CBAM,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ 1

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia zastosowanie mają definicje określone w art. 1 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2025/2546 ^(*) i w art. 1 rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2025/2551 ^(e).

Stosuje się również następujące definicje:

- 1) „jednostka funkcjonalna” oznacza jednostkę referencyjną stosowaną do celów obliczania emisji wbudowanych związanych z towarami;
- 2) „poziom działalności” oznacza ilość towarów, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna, produkowanych w granicach systemowych danego procesu produkcji w okresie sprawozdawczym;

^(*) Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2025/2546 z dnia 10 grudnia 2025 r. w sprawie stosowania zasad weryfikacji deklarowanych emisji wbudowanych zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 (Dz.U. L, 2025/2546, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2025/2546/oj).

^(e) Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2025/2551 z dnia 20 listopada 2025 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 przez określenie warunków udzielania akredytacji weryfikatorom, kontroli działalności akredytowanych weryfikatorów i nadzoru nad nimi, cofnięcia akredytacji oraz wzajemnego uznawania i wzajemnej oceny jednostek akredytujących (Dz.U. L, 2025/2551, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2025/2551/oj).

- 3) „granice systemowe” oznaczają grupę procesów chemicznych lub fizycznych uwzględnianych w obliczaniu emisji wbudowanych związanych z towarami zaliczanymi do tej samej zbiorczej kategorii towarów;
- 4) „zbiorcze kategorie towarów” oznaczają zbiorcze kategorie towarów określone w tabeli 1 w pkt 2 załącznika I;
- 5) „okres sprawozdawczy” oznacza okres odpowiadający rokowi kalendarzowemu, w którym towar został wyprodukowany, wykorzystany przez upoważnionego zgłaszającego CBAM jako okres odniesienia do celów określania wielkości emisji wbudowanych;
- 6) „ścieżka produkcyjna” oznacza określoną technologię wykorzystywaną w procesie produkcji do wytwarzania towarów;
- 7) „prekursor” oznacza jakiegokolwiek materiał wsadowy do procesu produkcji wymieniony w wykazie towarów w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956;
- 8) „strumień materiałów wsadowych” oznacza którąkolwiek z następujących pozycji:
 - a) określony typ paliwa, surowiec lub produkt, którego zużycie lub produkcja powoduje emisje odnośnych gazów cieplarnianych w jednym źródle emisji lub w ich większej liczbie;
 - b) określony typ paliwa, surowiec lub produkt zawierający węgiel pierwiastkowy i uwzględniany w obliczeniach emisji gazów cieplarnianych z zastosowaniem metody bilansu masowego;
- 9) „źródło emisji” oznacza możliwą do zidentyfikowania część instalacji lub proces odbywający się w instalacji, z których emitowane są odnośne gazy cieplarniane;
- 10) „współczynniki obliczeniowe” oznaczają wartość opałową, współczynnik emisji, wstępny współczynnik emisji, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, zawartość węgla pierwiastkowego lub frakcję biomasy;
- 11) „system pomiarowy” oznacza kompletny zestaw przyrządów pomiarowych i urządzeń stosowany do określania zmiennych do celów monitorowania i obliczania emisji;
- 12) „dane dotyczące działalności” oznaczają ilości paliw lub materiałów zużytych lub wyprodukowanych w wyniku prowadzonych działań, mające znaczenie dla metodyki opartej na obliczeniach, wyrażone w teradżulach, przy czym masa jest wyrażona w tonach lub, w przypadku gazów, objętość jest wyrażona w normalnych metrach sześciennych, stosownie do sytuacji.

ROZDZIAŁ 2

STOSOWANIE WARTOŚCI RZECZYWISTYCH

Artykuł 2

Wartości rzeczywiste

W przypadku gdy emisje wbudowane są ustalane na podstawie rzeczywistych emisji zgodnie z art. 7 ust. 2 lit. a) rozporządzenia (UE) 2023/956, zastosowanie mają przepisy określone w niniejszym rozdziale.

Artykuł 3

Granice systemowe

1. W celu ilościowego określenia i obliczenia specyficznych emisji wbudowanych związanych z towarami uwzględnia się procesy w ramach instalacji, które występują w granicach systemowych określonych dla zbiorczych kategorii towarów zgodnie z załącznikiem I.
2. Granice systemowe obejmują emisje bezpośrednie, emisje pośrednie związane z towarami niewymienionymi w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956 oraz emisje wbudowane związane z dowolnym prekursorem.

Artykuł 4

Procesy produkcji i jednostka funkcjonalna

1. Operatorzy instalacji określają, w granicach systemowych instalacji, proces produkcji towarów, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna. Określenie procesu produkcji zapewnia możliwość monitorowania odpowiednich materiałów wsadowych, materiałów wyjściowych i emisji zgodnie z załącznikiem II oraz, w stosownych przypadkach, możliwość przypisania emisji bezpośrednich i pośrednich do towarów, do których ma zastosowanie jednostka funkcjonalna.
2. Jednostkę funkcjonalną stanowi ilość wyprodukowanych towarów w tonach sklasyfikowanych pod tym samym kodem CN, z wyjątkiem towarów, o których mowa w ust. 3, 4 i 5.
3. W przypadku energii elektrycznej jednostkę funkcjonalną stanowi kilowatogodzina (kWh).
4. W przypadku nawozów jednostką funkcjonalną są:
 - a) w przypadku kodów CN 2808 00 00, 2814, 3105 – kilogramy azotu zawartego w towarach wyprodukowanych w ramach odpowiednich kodów CN;
 - b) w przypadku kodów CN nawozów innych niż wymienione w lit. a) – uzupełniające jednostki miary określone w rozporządzeniu (EWG) nr 2658/87 dla towarów wyprodukowanych w ramach odpowiednich kodów CN.
5. W przypadku kodów CN 2523 10 00, 2523 21 00, 2523 29 00, 2523 90 00 jednostkę funkcjonalną stanowią tony klinkieru zawarte w towarach wyprodukowanych w ramach odpowiednich kodów CN.
6. W przypadku gdy towary, do których ma zastosowanie ta sama jednostka funkcjonalna, są produkowane z wykorzystaniem różnych ścieżek produkcyjnych w obrębie danej instalacji, stosuje się jeden proces produkcji obejmujący wszystkie ścieżki produkcyjne.
7. Podział instalacji na różne instalacje – prowadzący do rozdzielenia ścieżek produkcyjnych do oddzielnych instalacji, które to ścieżki bez takiego podziału stanowiłyby jeden proces produkcji – jest dozwolony tylko wówczas, gdy operatorzy wykażą ważne względy handlowe tego podziału, które są związane z ich działalnością gospodarczą. Względę handlowe uznaje się za ważne, jeżeli ich głównym celem lub jednym z głównych celów nie jest obejście rozporządzenia (UE) 2023/956.
8. W przypadku gdy towary, do których mają zastosowanie różne jednostki funkcjonalne, są produkowane w ramach tych samych procesów, operatorzy mogą określić jeden wielofunkcyjny proces produkcji. W takim przypadku zastosowanie mają zasady przypisania zgodnie z pkt A.2 załącznika III. W sytuacjach określonych w pkt A.4 tego załącznika określenie jednego wielofunkcyjnego procesu produkcji jest obowiązkowe.
9. W przypadku gdy prekursorzy istotne dla towarów złożonych są produkowane w tej samej instalacji co towary złożone i gdy odpowiednie prekursorzy nie są przekazywane do sprzedaży ani do wykorzystania w innych procesach produkcji, produkcja prekursorów i towarów złożonych może być objęta wspólnym procesem produkcji. W takim przypadku monitorowanie i obliczanie emisji wbudowanych związanych z prekursorami i towarami złożonymi przeprowadza się łącznie.

Artykuł 5

Metodyka monitorowania na poziomie instalacji

1. Emisje bezpośrednie z procesu produkcji ustala się zgodnie z zasadami i metodami monitorowania określonymi w pkt A i B załącznika II oraz przy użyciu metodyk i zasad monitorowania określonych zgodnie z pkt B tego załącznika.
2. W przypadku gdy w produkcji jednostki funkcjonalnej wykorzystywane są przepływy ciepła, stosuje się zasady monitorowania i obliczania określone w pkt C załącznika II.
3. W przypadku towarów złożonych emisje związane z prekursorami monitoruje się zgodnie z zasadami określonymi w pkt E załącznika II.
4. Wielkość emisji pośrednich ustala się poprzez monitorowanie zużycia energii elektrycznej w danym procesie produkcji, zgodnie z pkt D załącznika II.

5. Do celów ust. 1–4 operatorzy opracowują i wdrażają plan monitorowania zawierający co najmniej elementy określone w pkt A.5 załącznika II.
6. Plan monitorowania przedkłada się w języku angielskim.

Artykuł 6

Przypisywanie emisji do towarów

Specyficzne emisje wbudowane związane z towarami ustala się poprzez przypisywanie emisji bezpośrednich i, w stosownych przypadkach, emisji pośrednich z procesów produkcji do określonych towarów zgodnie z załącznikiem III.

Artykuł 7

Określenie okresu sprawozdawczego

1. Do celów ustalenia rzeczywistych emisji wbudowanych związanych z towarem okres sprawozdawczy, w którym towar został wyprodukowany, określa się zgodnie z akapitem drugim.

W przypadku gdy towar został przywieziony w 2026 r., okresem sprawozdawczym jest rok 2026. W przypadku gdy towar został przywieziony w innym roku niż 2026 r., okresem sprawozdawczym jest domyślnie rok kalendarzowy, w którym towar został przywieziony. Jeżeli jednak istnieją wystarczające dowody pozwalające określić rzeczywisty czas produkcji, okresem sprawozdawczym jest okres, w którym wyprodukowano towar.

2. Na zasadzie odstępstwa od ust. 1 okresem sprawozdawczym dla energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii jest rok importu.

Artykuł 8

Stosowanie wartości rzeczywistych dla energii elektrycznej i emisji pośrednich

1. Dowody wykazujące spełnienie kryteriów wymienionych w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 przedstawiono w pkt D.2.4 załącznika II do niniejszego rozporządzenia.

2. Dowody wykazujące spełnienie kryteriów wymienionych w pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 przedstawiono w pkt D.4.3 załącznika II do niniejszego rozporządzenia.

3. Aby wykazać spełnienie kryteriów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, operatorzy wskazują w raporcie operatora na temat wielkości emisji, że spełnione są kryteria określone w pkt 5 akapit pierwszy lit. c) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 oraz, w stosownych przypadkach, w pkt 5 akapit pierwszy lit. b) tego załącznika w odniesieniu do bezpośredniego połączenia między instalacją wytwarzającą energię elektryczną a unijnym systemem przesyłowym. Operatorzy przekazują weryfikatorowi wymienione w pkt D.2.4 załącznika II do niniejszego rozporządzenia dowody potwierdzające to twierdzenie dotyczące spełnienia kryteriów.

4. Aby wykazać spełnienie kryteriów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, w addendum do raportu operatora na temat wielkości emisji, sporządzonego oddzielnie dla każdego upoważnionego zgłaszającego CBAM, który wprowadził energię elektryczną z instalacji tego operatora i który chce wykorzystać wartości rzeczywiste dla tej energii elektrycznej, operator wskazuje również, w odniesieniu do każdego z tych upoważnionych zgłaszających CBAM, że spełnione są kryteria określone w pkt 5 akapit pierwszy lit. a) i d) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, a także, w stosownych przypadkach, w pkt 5 akapit pierwszy lit. b) tego załącznika w odniesieniu do niewystąpienia fizycznego przeciążenia sieci. W addendum w odniesieniu do każdego upoważnionego zgłaszającego CBAM operator wskazuje również ilość energii elektrycznej importowanej przez danego upoważnionego zgłaszającego CBAM, w odniesieniu do której spełnione są kryteria określone w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, oraz przekazuje weryfikatorowi odpowiednie dowody wymienione w pkt D.2.4 załącznika II do niniejszego rozporządzenia potwierdzające te wskazane ilości.

5. Aby wykazać spełnienie kryteriów, o których mowa w ust. 2 niniejszego artykułu, operatorzy wskazują w raporcie operatora na temat wielkości emisji, że spełnione są kryteria określone w pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, oraz przedstawiają weryfikatorowi dowody wymienione w pkt D.4.3 załącznika II do niniejszego rozporządzenia potwierdzające to wskazanie.
6. Rzeczywiste emisje wbudowane związane z energią elektryczną i rzeczywiste pośrednie emisje wbudowane oblicza się z zastosowaniem zasad określonych w pkt D załącznika II.

Artykuł 9

Emisje pośrednie, w przypadku gdy instalacje wykorzystują energię elektryczną z różnych źródeł

1. W przypadku gdy instalacja produkująca towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, a niewymienione w załączniku II do tego rozporządzenia otrzymuje w okresie sprawozdawczym energię elektryczną z wielu źródeł, a w odniesieniu do takich towarów zgłaszane są rzeczywiste emisje, pośrednie emisje wbudowane związane z tymi towarami ustala się domyślnie. Wartość domyślna to średnia współczynników emisji każdego źródła energii elektrycznej, ważona udziałem, energii elektrycznej otrzymanej z każdego z tych źródeł w całkowitej energii elektrycznej zużytej w tej instalacji.
2. Jeżeli jednak operatorzy przedstawiają weryfikatorowi wystarczające dowody wykazujące, że instalacja produkująca towary niewymienione w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956 wykorzystywała w danym procesie produkcji wyłącznie energię elektryczną z jednego źródła lub z podzbioru źródeł, pośrednie emisje wbudowane związane z towarami produkowanymi w ramach tego procesu produkcji ustala się, odpowiednio, na podstawie współczynnika emisji tego pojedynczego źródła lub jako średnią współczynników emisji każdego odpowiedniego źródła energii elektrycznej wchodzącego w skład tego podzbioru, ważoną udziałem energii elektrycznej otrzymanej z każdego z tych źródeł w całkowitej energii elektrycznej zużytej do produkcji takich towarów.

Artykuł 10

Raport operatora na temat wielkości emisji

1. W przypadku gdy emisje wbudowane są obliczane na podstawie rzeczywistych emisji, operatorzy przygotowują raport na temat wielkości emisji („raport operatora na temat wielkości emisji”) i jego skróconą wersję, zawierające co najmniej informacje wymienione w szablonach w pkt 1.1 i 1.2 załącznika IV. W przypadku gdy emisje wbudowane związane z energią elektryczną są obliczane na podstawie rzeczywistych emisji, operatorzy przygotowują ponadto addendum do raportu operatora na temat wielkości emisji dotyczące konkretnego zgłaszającego, zawierające informacje wymienione w pkt 1.1.1 tego załącznika.
2. W przypadku gdy operatorzy są zarejestrowani w rejestrze CBAM zgodnie z art. 10 rozporządzenia (UE) 2023/956, przekazują weryfikatorowi – za pośrednictwem rejestru CBAM – raport operatora na temat wielkości emisji, skróconą wersję tego raportu oraz, w stosownych przypadkach, addendum dotyczące konkretnego zgłaszającego.
3. W przypadku gdy operatorzy nie są zarejestrowani w rejestrze CBAM, przekazują weryfikatorowi – w sposób inny niż za pośrednictwem rejestru CBAM – raport operatora na temat wielkości emisji, skróconą wersję tego raportu oraz, w stosownych przypadkach, addendum dotyczące konkretnego zgłaszającego.
4. Raport operatora na temat wielkości emisji składa się w języku angielskim.

ROZDZIAŁ 3

STOSOWANIE WARTOŚCI DOMYŚLNYCH

Artykuł 11

Wartości domyślne

1. W przypadku gdy emisje wbudowane związane z towarami przywożonymi są ustalane na podstawie wartości domyślnych zgodnie z art. 7 ust. 2 lit. b) rozporządzenia (UE) 2023/956, stosuje się wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do tego rozporządzenia.

2. W przypadku gdy emisje wbudowane związane z towarami złożonymi są ustalane na podstawie wartości rzeczywistych, a emisje wbudowane związane z prekursorami wykorzystywanymi do produkcji tych towarów złożonych są ustalane na podstawie wartości domyślnych zgodnie z art. 15, w odniesieniu do tych prekursorów stosuje się wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.
3. W celu ustalenia specyficznych emisji pośrednich stosuje się wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, z wyjątkiem przypadków, w których można zastosować wartości rzeczywiste zgodnie z art. 8.
4. W celu ustalenia bezpośrednich emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną importowaną na obszar celny Unii stosuje się wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, z wyjątkiem przypadków, w których można zastosować wartości rzeczywiste zgodnie z art. 8.
5. Najpóźniej do grudnia 2027 r. Komisja przeprowadzi przegląd wartości domyślnych.

Artykuł 12

Alternatywne wartości domyślne

Upoważniony zgłaszający CBAM może stosować alternatywne wartości domyślne zgodnie z pkt 4.2.2, 4.3 i 7 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, jeżeli spełnione są warunki, o których mowa w pkt D.2.3 lub D.4.4 załącznika II do niniejszego rozporządzenia lub w załączniku V do niniejszego rozporządzenia.

ROZDZIAŁ 4

PRZEPISY SZCZEGÓLNE MAJĄCE ZASTOSOWANIE DO TOWARÓW ZŁOŻONYCH

Artykuł 13

Okres sprawozdawczy w odniesieniu do prekursorów

Domyślnym okresem sprawozdawczym w odniesieniu do prekursora jest rok produkcji towaru złożonego. Jeżeli jednak operatorzy przedstawia weryfikatorowi wystarczające dowody pozwalające określić rzeczywisty czas produkcji, okresem sprawozdawczym jest okres, w którym wyprodukowano dany prekursor.

Artykuł 14

Prekursory wyprodukowane w różnych okresach sprawozdawczych lub w różnych instalacjach

1. W przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje od innej instalacji prekursory objęte danym kodem CN wyprodukowane w różnych okresach sprawozdawczych, emisje wbudowane związane z towarami złożonymi – w odniesieniu do części emisji wbudowanych związanych z tymi prekursorami objętymi tym kodem CN – ustala się jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z prekursorami objętymi tym kodem CN, które wyprodukowano w tych różnych okresach sprawozdawczych.
2. W przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje prekursory objęte danym kodem CN od wielu instalacji, emisje wbudowane związane z towarami złożonymi – w odniesieniu do części emisji wbudowanych związanych z tymi prekursorami objętymi tym kodem CN – ustala się domyślnie jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z prekursorami objętymi tym kodem CN otrzymanymi od poszczególnych instalacji.
3. W przypadku gdy operatorzy przedstawia weryfikatorowi wystarczające dowody wykazujące, że spośród prekursorów objętych danym kodem CN otrzymanych od wielu instalacji instalacja produkująca towary złożone wykorzystwała w danym procesie produkcji wyłącznie prekursory od jednej instalacji lub od określonego podzbioru instalacji, emisje wbudowane związane z tymi prekursorami wykorzystanymi w towarach wyprodukowanych w ramach tego procesu produkcji ustala się, odpowiednio, na podstawie emisji wbudowanych związanych z prekursorami uzyskanymi od tej jednej instalacji lub jako średnią ważoną emisji wbudowanych związanych z prekursorami otrzymanymi od tego podzbioru instalacji.

*Artykuł 15***Łączne stosowanie wartości rzeczywistych i domyślnych**

Specyficzne emisje wbudowane związane z towarami złożonymi można obliczać poprzez ustalenie rzeczywistych emisji w odniesieniu do procesów produkcji w instalacji produkującej towary złożone oraz wartości domyślnych dla jednego lub większej liczby prekursorów towarów złożonych.

ROZDZIAŁ 5

PRZEPIS KOŃCOWY*Artykuł 16***Wejście w życie**

Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie trzeciego 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 10 grudnia 2025 r.

W imieniu Komisji
Przewodnicząca
Ursula VON DER LEYEN

ZAŁĄCZNIK I

Definicje, jednostka funkcjonalna i granice systemowe

1. DEFINICJE

Do celów niniejszego załącznika oraz załączników II–VII stosuje się następujące definicje:

- 1) „niepewność” oznacza parametr związany z wynikiem określania wielkości, charakteryzujący rozproszenie wartości, jakie można racjonalnie przypisać danej wielkości, odzwierciedlający wpływ zarówno czynników systematycznych, jak i losowych, wyrażony w procentach oraz o przedziale ufności wokół wartości średniej wynoszącym 95 %, z uwzględnieniem wszelkiej asymetrii w rozkładzie wartości;
- 2) „emisje pochodzące ze spalania” oznaczają emisje gazów cieplarnianych powstające podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;
- 3) „współczynnik emisji” oznacza średnie natężenie emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do danych dotyczących działalności w związku ze strumieniem materiałów wsadowych, przy założeniu pełnego utlenienia przy spalaniu oraz pełnej konwersji przy wszystkich pozostałych reakcjach chemicznych;
- 4) „współczynnik utleniania” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego utlenionego do CO₂ w wyniku spalania do węgla całkowitego zawartego w paliwie, wyrażony jako ułamek, przy czym tlenek węgla (CO) emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość dwutlenku węgla (CO₂);
- 5) „współczynnik konwersji” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego emitowanego jako CO₂ do węgla całkowitego zawartego w strumieniu materiałów wsadowych przed rozpoczęciem procesu emisji, wyrażony jako ułamek, przy czym CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO₂;
- 6) „dokładność” oznacza stopień bliskości wyniku pomiaru i rzeczywistej wartości danej wielkości lub wartości referencyjnej określonej empirycznie przy zastosowaniu przyjętych w skali międzynarodowej i identyfikowalnych materiałów kalibracyjnych oraz metod standardowych, przy uwzględnieniu zarówno czynników losowych, jak i systematycznych;
- 7) „kalibracja” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu, w określonych warunkach, zależności między wartościami wskazywanymi przez przyrząd pomiarowy lub system pomiarowy bądź wartościami reprezentowanymi przez wzorzec miary lub materiał referencyjny a odpowiednimi wartościami wielkości uzyskanymi z wzorca porównawczego;
- 8) „zachowawczy” oznacza, że zbiór założeń zdefiniowano w sposób zapobiegający niedoszacowaniu zgłaszanych emisji lub przeszacowaniu produkcji ciepła, energii elektrycznej lub towarów;
- 9) „biomasa” oznacza biomasę zdefiniowaną w art. 2 pkt 24 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001⁽¹⁾; obejmuje biopłynny i biopaliwa zdefiniowane w art. 2 pkt 32 i 33, paliwa z biomasy zdefiniowane w art. 2 pkt 27 oraz biogaz zdefiniowany w art. 2 pkt 28 dyrektywy (UE) 2018/2001;
- 10) „odpady” oznaczają każdą substancję lub przedmiot, których posiadacz pozbywa się, zamierza się pozbyć lub do których pozbycia się został zobowiązany, z wyłączeniem substancji, które zostały w sposób zamierzony zmodyfikowane lub zanieczyszczone w celu zapewnienia zgodności z niniejszą definicją;
- 11) „pozostałość” oznacza substancję niebędącą produktem końcowym, którego bezpośredniemu wytworzeniu służy dany proces produkcji; nie jest ona podstawowym celem tego procesu produkcji i proces ten nie został w sposób zamierzony zmodyfikowany w celu jej wytworzenia;
- 12) „pozostałości pochodzące z rolnictwa, akwakultury, rybołówstwa i leśnictwa” oznaczają pozostałości bezpośrednio wytworzone przez rolnictwo, akwakulturę, rybołówstwo i leśnictwo i które nie obejmują pozostałości pochodzących z powiązanych gałęzi przemysłu lub powiązanego przetwórstwa;

⁽¹⁾ 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>).

- 13) „prawna kontrola metrologiczna” oznacza kontrolę – wykonywaną przez organ publiczny lub regulacyjny – zadań pomiarowych, które mają być wykonywane w obszarze zastosowania przyrządu pomiarowego, przeprowadzaną ze względów interesu publicznego, zdrowia publicznego, bezpieczeństwa publicznego, porządku publicznego, do celów ochrony środowiska, nakładania podatków i opłat, ochrony konsumentów i uczciwego handlu;
- 14) „działania w zakresie przepływu danych” oznaczają działania związane z nabywaniem, przetwarzaniem i obróbką danych potrzebnych do sporządzenia sprawozdania na temat wielkości emisji na podstawie pierwotnych danych źródłowych;
- 15) „wartość opałowa” (NCV) oznacza konkretną ilość energii uwalnianej w postaci ciepła, kiedy paliwo lub materiał ulega pełnemu spalaniu z użyciem tlenu, w standardowych warunkach, pomniejszoną o ciepło parowania ewentualnie powstałej wody;
- 16) „emisje z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazów cieplarnianych inne niż emisje pochodzące ze spalania, występujące wskutek zarówno zamierzonych, jak i niezamierzonych reakcji między substancjami lub ich przemiany, których głównym celem nie jest wytwarzanie ciepła, w tym wskutek następujących procesów:
- a) chemicznej, elektrolitycznej lub pirometalurgicznej redukcji związków metali w rudach, koncentratkach i materiałach wtórnych;
 - b) usuwania zanieczyszczeń z metali i ich związków;
 - c) rozkładu węglanów, w tym węglanów stosowanych do oczyszczania spalin;
 - d) syntezy chemicznej produktów i produktów pośrednich, w przypadku których materiał zawierający węgiel uczestniczy w reakcjach;
 - e) stosowania dodatków lub surowców zawierających węgiel;
 - f) chemicznej lub elektrolitycznej redukcji tlenków metali lub tlenków niemetalu, takich jak tlenki krzemu i fosforany;
- 17) „partia” oznacza ilość paliwa lub materiału poddaną reprezentatywnemu próbkowaniu i scharakteryzowaną, przekazywaną jako jednorazowa dostawa lub w sposób ciągły w określonym czasie;
- 18) „materiał mieszany” oznacza materiał zawierający zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;
- 19) „wstępny współczynnik emisji” oznacza zakładany całkowity współczynnik emisji paliwa lub materiału określony na podstawie zawartości węgla pierwiastkowego obejmującej jego frakcję biomasy i frakcję kopalną przed pomnożeniem go przez wartość frakcji kopalnej w celu uzyskania współczynnika emisji;
- 20) „frakcja kopalna” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego kopalnego do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;
- 21) „frakcja biomasy” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego pochodzącego z biomasy do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;
- 22) „ciągły pomiar emisji” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu wartości wielkości poprzez okresowe pomiary, przy zastosowaniu pomiaru w kominie lub procedur ekstrakcyjnych za pomocą przyrządu pomiarowego zlokalizowanego w pobliżu komina, przy wyłączeniu metodyki opartej na pomiarach, polegającej na pobieraniu pojedynczych próbek z komina;
- 23) „CO₂ związany w paliwie” oznacza CO₂ będący częścią strumienia materiałów wsadowych;
- 24) „węgiel kopalny” oznacza węgiel nieorganiczny i organiczny, który nie jest biomasą;
- 25) „punkt pomiarowy” oznacza źródło emisji, w przypadku którego do pomiaru emisji używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS), lub przekrój systemu rurociągów, w przypadku którego ustala się przepływ CO₂ przy użyciu systemów ciągłych pomiarów;
- 26) „emisje niezorganizowane” oznaczają nieregularne lub niezamierzone emisje ze źródeł, które nie są zlokalizowane lub są zbyt zróżnicowane albo zbyt małe, aby mogły być monitorowane indywidualnie;

- 27) „warunki standardowe” oznaczają temperaturę wynoszącą 273,15 K i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, definiujące normalny metr sześcienny (Nm³);
- 28) „dane przybliżone” oznaczają wartości roczne potwierdzone empirycznie lub uzyskane z przyjętych źródeł, wykorzystywane przez operatora do zastąpienia zbioru danych do celów zapewnienia pełnego raportowania;
- 29) „mieralne ciepło” oznacza przepływ netto ciepła transportowanego za pośrednictwem identyfikowalnych rurociągów lub kanałów przy zastosowaniu nośnika ciepła, takiego jak w szczególności para, gorące powietrze, woda, olej, metale ciekłe i sole, dla których zainstalowano lub można zainstalować ciepłomierz;
- 30) „ciepłomierz” oznacza miernik energii cieplnej lub każde inne urządzenie do pomiaru i zapisu ilości energii cieplnej wytwarzanej w oparciu o objętości i temperatury przepływu;
- 31) „niemieralne ciepło” oznacza każde ciepło inne niż mieralne ciepło;
- 32) „gaz odlotowy” oznacza gaz zawierający niezupełnie utleniony węgiel w stanie gazowym, w standardowych warunkach, powstały w wyniku procesów wymienionych w pkt 16;
- 33) „proces wielofunkcyjny” oznacza proces, w wyniku którego powstaje wiele materiałów wyjściowych, lub proces, którego materiały wyjściowe wykorzystuje się w kilku procesach produkcji;
- 34) „współprodukt” oznacza dowolny z dwóch lub większej liczby produktów powstałych w wyniku tego samego procesu produkcji;
- 35) „towar nieobjęty CBAM” oznacza każdy towar wyprodukowany w instalacji, który nie jest wymieniony w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956;
- 36) „zbiór danych” oznacza jeden rodzaj danych, albo na poziomie instalacji, albo na poziomie procesu produkcji, stosownie do okoliczności, taki jak jeden z następujących:
- a) ilość paliw lub materiałów zużytych lub wyprodukowanych w wyniku procesu produkcji, mająca znaczenie dla metodyki opartej na obliczeniach, wyrażona w teraśdżulach, przy czym masa jest wyrażona w tonach lub w przypadku gazów objętość jest wyrażona w normalnych metrach sześciennych, w stosownych przypadkach, w tym dla gazów odlotowych;
 - b) współczynnik obliczeniowy;
 - c) ilość netto mierzanego ciepła, a w szczególności odpowiednie parametry wymagane do określenia tej ilości:
 - przepływ masowy nośnika ciepła oraz
 - entalpia przesyłanego i powracającego nośnika ciepła, jak określono na podstawie składu, temperatury, ciśnienia i nasycenia;
 - d) ilości niemierzanego ciepła, określone w oparciu o odpowiednie ilości paliw zużytych do produkcji ciepła oraz NCV miksu paliwowego;
 - e) ilości energii elektrycznej;
 - f) ilości CO₂ przekazywanego między instalacjami;
 - g) ilości prekursorów otrzymanych poza procesem produkcji oraz ich odpowiednie parametry, takie jak kraj pochodzenia, wykorzystana ścieżka produkcyjna, specyficzne emisje bezpośrednie i pośrednie;
- 37) „wymogi minimalne” oznaczają metody monitorowania, w ramach których wykorzystuje się minimalne wysiłki dozwolone przy określaniu danych w celu uzyskania danych dotyczących emisji, akceptowalnych do celów rozporządzenia (UE) 2023/956;
- 38) „zalecane udoskonalenia” oznaczają metody monitorowania, które są sprawdzonym sposobem na zapewnienie dokładniejszych danych lub danych mniej podatnych na błędy niż w przypadku zwykłego stosowania wymogów minimalnych;
- 39) „system kontroli” oznacza przeprowadzoną przez operatora ocenę ryzyka i cały zestaw działań kontrolnych, w tym stałe zarządzanie tymi działaniami, które operator ustanowił, udokumentował, wdrożył i utrzymuje zgodnie z pkt A.2 załącznika II.

2. ZESTAWIENIE KODÓW CN ZE ZBIORCZYMI KATEGORIAMI TOWARÓW

W tabeli 1 zawartej w niniejszym punkcie określono zbiorcze kategorie towarów w odniesieniu do każdego kodu CN wymienionego w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956. Kategorie te wykorzystuje się do celów wyznaczenia granic systemowych procesów produkcji towarów wymienionych w załączniku I do tego rozporządzenia.

Tabela 1

Zestawienie kodów CN ze zbiorczymi kategoriami towarów

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
Cement		
2507 00 80 – Pozostałe gliny kaolinowe	Glina kalcynowana	Dwutlenek węgla
2523 10 00 – Klinkier cementowy	Klinkier cementowy	Dwutlenek węgla
2523 21 00 – Biały cement portlandzki, nawet sztucznie barwiony 2523 29 00 – Pozostały cement portlandzki 2523 90 00 – Pozostałe cementy hydrauliczne	Cement	Dwutlenek węgla
2523 30 00 – Cement glinowy	Cement glinowy	Dwutlenek węgla
Energia elektryczna		
2716 00 00 – Energia elektryczna	Energia elektryczna	Dwutlenek węgla
Nawóz		
2808 00 00 – Kwas azotowy; mieszaniny nitrujące	Kwas azotowy	Dwutlenek węgla i podtlenek azotu
3102 10 – Mocznik, nawet w roztworze wodnym	Mocznik	Dwutlenek węgla
2814 – Amoniak, bezwodny lub w roztworze wodnym	Amoniak	Dwutlenek węgla
2834 21 00 – Azotany potasu 3102 – Nawozy mineralne lub chemiczne, azotowe, z wyjątkiem 3102 10 (Mocznik) 3105 – Nawozy mineralne lub chemiczne, zawierające dwa lub trzy z pierwiastków nawozowych: azot, fosfor i potas; pozostałe nawozy – z wyjątkiem: 3105 60 00 – Nawozy mineralne lub chemiczne, zawierające dwa pierwiastki nawozowe: fosfor i potas	Nawozy mieszane	Dwutlenek węgla i podtlenek azotu
Żeliwo i stal		
2601 12 00 – Aglomerowane rudy i koncentraty żelaza, inne niż wyprażone piryty żelazowe	Ruda spiekana	Dwutlenek węgla
7201 – Surówka i surówka zwierciadlista, w gąskach, blokach lub pozostałych pierwotnych postaciach Do tej kategorii mogą należeć niektóre produkty objęte kodem 7205 (Surówka, surówka zwierciadlista, żeliwo lub stal, w postaci granulek lub proszku)	Surówka	Dwutlenek węgla
7202 1 – Żelazomangan	FeMn	Dwutlenek węgla

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
7202 4 – Żelazochrom	FeCr	Dwutlenek węgla
7202 6 – Żelazonikiel	FeNi	Dwutlenek węgla
7203 – Wyroby zawierające żelazo otrzymywane przez bezpośrednie odtlenianie rudy żelaza i pozostałych gąbczastych wyrobów zawierających żelazo	Żelazo DRI	Dwutlenek węgla
7206 – Żeliwo i stal niestopowa w postaci wlewków lub w pozostałych formach pierwotnych (z wyłączeniem żelaza objętego pozycją 7203) 7207 – Półprodukty z żeliwa lub stali niestopowej 7218 – Stal nierdzewna w postaci wlewków lub pozostałych form pierwotnych; półprodukty ze stali nierdzewnej 7224 – Pozostała stal stopowa w postaci wlewków lub w pozostałych pierwotnych formach; półprodukty z pozostałej stali stopowej	Stal surowa	Dwutlenek węgla
7205 – Surówka, surówka zwierciadlista, żeliwo lub stal, w postaci granulek lub proszku (jeśli nie są objęte kategorią „Surówka”) 7208 – Wyroby walcowane płaskie z żeliwa lub stali niestopowej, o szerokości 600 mm lub większej, walcowane na gorąco, nieplaterowane, niepokryte ani niepowleczone 7209 – Wyroby walcowane płaskie z żeliwa lub stali niestopowej, o szerokości 600 mm lub większej, walcowane na zimno, nieplaterowane, niepowleczone lub niepokryte 7210 – Wyroby walcowane płaskie z żeliwa lub stali niestopowej, o szerokości 600 mm lub większej, platerowane, powleczone lub pokryte 7211 – Wyroby walcowane płaskie z żeliwa lub stali niestopowej, o szerokości mniejszej niż 600 mm, nieplaterowane, niepowleczone ani niepokryte 7212 – Wyroby walcowane płaskie z żeliwa lub stali niestopowej, o szerokości mniejszej niż 600 mm, platerowane, powleczone lub pokryte 7213 – Sztaby i pręty, walcowane na gorąco, w nieregularnie zwijanych kręgach, z żeliwa lub stali niestopowej 7214 – Pozostałe sztaby i pręty z żeliwa lub stali niestopowej, nieobrobione więcej niż kute, walcowane na gorąco, ciągnięte na gorąco lub wyciskane na gorąco, ale z włączeniem tych, które po walcowaniu zostały skręcone 7215 – Pozostałe sztaby i pręty, z żeliwa lub stali niestopowej 7216 – Kątowniki, kształtowniki i profile, z żeliwa lub stali niestopowej 7217 – Drut z żeliwa lub stali niestopowej 7219 – Wyroby walcowane płaskie ze stali nierdzewnej, o szerokości 600 mm lub większej 7220 – Wyroby walcowane płaskie ze stali nierdzewnej, o szerokości mniejszej niż 600 mm 7221 – Sztaby i pręty ze stali nierdzewnej, walcowane na gorąco, w nieregularnych kręgach 7222 – Pozostałe sztaby i pręty, ze stali nierdzewnej; kątowniki, kształtowniki i profile ze stali nierdzewnej 7223 – Drut ze stali nierdzewnej 7225 – Wyroby walcowane płaskie z pozostałej stali stopowej, o szerokości 600 mm lub większej 7226 – Wyroby walcowane płaskie z pozostałej stali stopowej, o szerokości mniejszej niż 600 mm	Produkty z żeliwa lub stali	Dwutlenek węgla

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
7227 – Sztaby i pręty, z pozostałej stali stopowej, walcowane na gorąco, w nieregularnych kręgach 7228 – Pozostałe sztaby i pręty, z pozostałej stali stopowej; kątowniki, kształtowniki i profile z pozostałej stali stopowej; sztaby i pręty drążone ze stali stopowej lub niestopowej, nadające się do wierceń 7229 – Drut z pozostałej stali stopowej 7301 – Ścianka szczelna z żeliwa lub stali, nawet drążona, tłoczona lub wykonana z połączonych elementów; spawane, zgrzewane kątowniki, kształtowniki i profile, z żeliwa lub stali 7302 – Elementy konstrukcyjne torów kolejowych lub tramwajowych, z żeliwa lub stali: szyny, odbojnice i szyny zębate, iglice zwrotnicowe, krzyżownice, pręty zwrotnicowe i pozostałe elementy skrzyżowań, podkłady kolejowe, nakładki stykowe, siodełka szynowe, kliny siodełkowe, podkładki szynowe, łapki mocujące, płyty podstawowe, cięgna i pozostałe elementy przeznaczone do łączenia lub mocowania szyn 7303 – Rury, przewody rurowe i profile drążone, z żeliwa 7304 – Rury, przewody rurowe i profile drążone, bez szwu, żelazne (inne niż żeliwne) lub ze stali 7305 – Pozostałe rury i przewody rurowe (na przykład spawane, zgrzewane, nitowane lub podobnie zamykane), o przekroju poprzecznym w kształcie koła, których zewnętrzna średnica przekracza 406,4 mm, z żeliwa lub stali 7306 – Pozostałe rury, przewody rurowe i profile drążone, z żeliwa lub stali (na przykład z otwartym szwem lub spawane, zgrzewane, nitowane lub podobnie zamykane) 7307 – Łączniki rur lub przewodów rurowych (na przykład złączki nakrętne, kolanka, tuleje), z żeliwa lub stali 7308 – Konstrukcje (z wyłączeniem budynków prefabrykowanych objętych pozycją 9406) i części konstrukcji (na przykład mosty i części mostów, wrota śluz, wieże, maszty kratowe, dachy, szkielety konstrukcji dachów, drzwi i okna oraz ramy do nich, progi drzwiowe, okiennice, balustrady, filary i kolumny), z żeliwa lub stali; płyty, pręty, kątowniki, kształtowniki, profile, rury i tym podobne, przygotowane do stosowania w konstrukcjach, z żeliwa lub stali 7309 – Zbiorniki, cysterne, kadzie i podobne pojemniki na dowolny materiał (inny niż sprężony lub skroplony gaz), z żeliwa lub stali, o pojemności przekraczającej 300 l, nawet pokryte lub izolowane cieplnie, ale niewyposażone w urządzenia mechaniczne lub termiczne 7310 – Cysterne, beczki, bębny, puszki, skrzynki i podobne pojemniki na dowolny materiał (inny niż sprężony lub skroplony gaz), z żeliwa lub stali, o pojemności nieprzekraczającej 300 litrów, nawet pokryte lub izolowane cieplnie, ale niewyposażone w urządzenia mechaniczne lub termiczne 7311 – Pojemniki na sprężony lub skroplony gaz, z żeliwa lub stali 7318 – Wkręty, śruby, nakrętki, wkręty do podkładów, haki gwintowane, nity, zawlecзки, przetyczki, podkładki (włącznie z podkładkami sprężystymi) i podobne artykuły, z żeliwa lub stali 7326 – Pozostałe artykuły z żeliwa lub stali		
Aluminium		
7601 – Aluminium nieobrobione plastycznie	Aluminium nieobrobione plastycznie	Dwutlenek węgla i perfluorowęglowodory

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
7603 – Proszki i płatki aluminium 7604 – Sztaby, pręty i kształtowniki, z aluminium 7605 – Drut aluminowy 7606 – Blachy grube, cienkie oraz taśma, o grubości przekraczającej 0,2 mm, z aluminium 7607 – Folia aluminowa (nawet zadrukowana lub na podłożu z papieru, tektury, tworzyw sztucznych lub podobnych materiałów podłożowych), o grubości (z wyłączeniem dowolnego podłoża) nieprzekraczającej 0,2 mm 7608 – Rury i przewody rurowe, z aluminium 7609 00 00 – Łączniki rur lub przewodów rurowych (na przykład złączki nakrętne, kolanka, tuleje), z aluminium 7610 – Konstrukcje z aluminium (z wyłączeniem budynków prefabrykowanych objętych pozycją 9406) i części takich konstrukcji (na przykład mosty i części mostów, wieże, maszty kratowe, dachy, szkielety konstrukcji dachów, drzwi i okna oraz ramy do nich i progi drzwiowe, balustrady, filary i kolumny); płyty, pręty, kształtowniki, rury i temu podobne, z aluminium, przygotowane do stosowania w konstrukcjach 7611 00 00 – Zbiorniki, cysterny, kadzie i podobne pojemniki, z aluminium, na dowolny materiał (inny niż sprężony lub skroplony gaz), o pojemności przekraczającej 300 litrów, nawet pokryte lub izolowane cieplnie, ale niewyposażone w urządzenia mechaniczne lub termiczne 7612 – Beczki, bębny, puszki, skrzynki i podobne pojemniki, z aluminium (włączając sztywne lub składane pojemniki rurowe), na dowolny materiał (inny niż sprężony lub skroplony gaz), o pojemności nieprzekraczającej 300 litrów, nawet pokryte lub izolowane cieplnie, ale niewyposażone w urządzenia mechaniczne lub termiczne 7613 00 00 – Pojemniki z aluminium na sprężony lub skroplony gaz 7614 – Splotki, kable, taśmy plecione i temu podobne, z aluminium, nieizolowane elektrycznie 7616 – Pozostałe artykuły z aluminium	Produkty z aluminium	Dwutlenek węgla i perfluorowęglowodory
Chemikalia		
2804 10 00 – Wodór	Wodór	Dwutlenek węgla

3. JEDNOSTKA FUNKCJONALNA I GRANICE SYSTEMOWE

3.1. Zasady międzysektorowe

Specyficzne emisje wbudowane oblicza się jako emisje z procesu produkcji oraz, w przypadku towarów złożonych, emisje wbudowane związane z prekursorami, które powstają w procesie produkcji jednostki funkcjonalnej towaru w okresie sprawozdawczym.

Granice systemowe są określone dla każdej zbiorczej kategorii towarów i obejmują emisje bezpośrednie, emisje pośrednie związane z zużyciem energii elektrycznej, w stosownych przypadkach na podstawie rozporządzenia (UE) 2023/956, emitowane przez wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji, oraz emisje wbudowane związane z prekursorami, niezależnie od tego, czy prekursorzy te są produkowane w instalacji czy uzyskane od innej instalacji. Oprócz tych zasad ogólnych szczegółowe informacje dotyczące każdej zbiorczej kategorii towarów określono w pkt 3.2–3.19. Wszelkie towary objęte CBAM wyprodukowane z wykorzystaniem ścieżki produkcyjnej niewymienionej w pkt 3.2–3.19 podlegają zasadom międzysektorowym opisanym w niniejszym punkcie oraz zasadom sektorowym, jeżeli ścieżka produkcyjna stanowi połączenie ścieżek produkcyjnych wymienionych w pkt 3.2–3.19.

Zakup i utrzymanie infrastruktury i urządzeń są wyłączone z granic systemowych.

Jeżeli proces produkcji towarów złożonych wymienionych w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956 obejmuje co najmniej jeden prekursor niewymieniony w tym załączniku, emisje pośrednie związane z tymi prekursorami zostaną uwzględnione przy obliczaniu emisji wbudowanych związanych z tymi towarami złożonymi. Jeżeli proces produkcji towarów złożonych niewymienionych w tym załączniku obejmuje co najmniej jeden prekursor wymieniony w tym załączniku, emisje pośrednie związane z tymi prekursorami nie zostaną uwzględnione przy obliczaniu emisji wbudowanych związanych z tymi towarami złożonymi.

3.2. **Glina kalcynowana**

3.2.1. *Przepisy szczególne*

Brak.

3.2.2. *Granica systemowa*

W przypadku gliny kalcynowanej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji, takie jak przygotowywanie surowców, mieszanie, suszenie i kalcynowanie oraz oczyszczanie spalin,
- emisje CO₂ ze spalania paliw, a także, w stosownych przypadkach, z surowców.

3.3. **Klinkier cementowy**

3.3.1. *Przepisy szczególne*

Nie wprowadza się rozróżnienia między szarym i białym klinkierem cementowym.

3.3.2. *Granica systemowa*

W przypadku klinkieru cementowego w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- kalcynację wapienia i innych węglanów znajdujących się w surowcach, konwencjonalne paliwa kopalne do wypalania, alternatywne paliwa do wypalania i surowce bazujące na kopalinach, paliwa do wypalania z biomasy (takie jak paliwa uzyskiwane z odpadów), paliwa niestosowane do wypalania, węgiel niewęglanowy zawarty w surowcach lub alternatywne surowce, takie jak popiół lotny jako składnik mączki surowcowej w piecu oraz surowce używane do oczyszczania spalin,
- dodatkowe przepisy określone w pkt B.9.2 załącznika II.

3.4. **Cement**

3.4.1. *Przepisy szczególne*

Brak.

3.4.2. *Granica systemowa*

W przypadku cementu w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji, jeżeli są one istotne dla suszenia materiałów.

3.5. **Cement glinowy**

3.5.1. *Przepisy szczególne*

Brak.

3.5.2 *Granica systemowa*

W przypadku cementu glinowego w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji, w których następuje spalania paliwa,
- emisje z procesów technologicznych pochodzące z węglanów zawartych w surowcach, w stosownych przypadkach, oraz z oczyszczania spalin.

3.6 **Wodór**

3.6.1 *Przepisy szczególne*

Uwzględnia się wyłącznie produkcję czystego wodoru lub mieszanin wodoru z azotem nadających się do produkcji amoniaku. Nie obejmuje to zużycia gazu syntezowego ani wodoru jako prekursora w rafineriach lub instalacjach chemii organicznej, w przypadku gdy wodór jest wykorzystywany wyłącznie w tych zakładach i nie jest wykorzystywany do produkcji towarów wymienionych w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956.

3.6.2 *Granica systemowa*

3.6.2.1 Reforming parowy i częściowe utlenianie

W przypadku tych ścieżek produkcyjnych w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z produkcją wodoru oraz separacją wodoru i tlenku węgla, a także oczyszczaniem spalin,
- wszystkie paliwa używane w procesie produkcji wodoru, niezależnie od tego, czy są wykorzystywane do celów energetycznych, czy nieenergetycznych, i paliwa używane w innych procesach spalania, w tym w celu ogrzewania wody lub wytwarzania pary wodnej.

3.6.2.2 Kraking parowy

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio związane z produkcją wodoru,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji oraz z oczyszczania spalin.

3.7 **Amoniak**

3.7.1 *Przepisy szczególne*

Brak.

3.7.2 *Granica systemowa*

3.7.2.1 Proces Habera-Boscha z reformingiem parowym gazu ziemnego lub biogazu

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji oraz z oczyszczania spalin,
- monitorowaniu podlegają wszystkie paliwa, niezależnie od tego, czy są wykorzystywane jako wsad energetyczny, czy nieenergetyczny,
- jeżeli w procesie wykorzystywany jest biogaz – przepisy określone w pkt B.3.3 załącznika II.

3.7.2.2 Proces Habera-Boscha ze zgazowaniem węgla lub innych paliw

Ta ścieżka produkcyjna ma zastosowanie w przypadku, gdy wodór jest wytwarzany w procesie zgazowania węgla, ciężkich paliw rafineryjnych lub innych surowców kopalnych. Materiały wsadowe mogą obejmować biomasę, w odniesieniu do której należy uwzględnić przepisy określone w pkt B.3.3 załącznika II.

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji oraz z oczyszczania spalin,
- każdy wsad paliwa monitoruje się jako jeden strumień paliwa, niezależnie od tego, czy jest wykorzystywany jako wsad energetyczny, czy nieenergetyczny.

3.8 **Kwas azotowy**

3.8.1 *Przepisy szczególne*

Brak.

3.8.2 *Granica systemowa*

W przypadku kwasu azotowego w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji oraz z oczyszczania spalin,
- wszystkie źródła emitujące N_2O z procesu produkcji, w tym emisje nieobniżone i obniżone. Z monitorowania wyłączone są wszelkie emisje N_2O pochodzące ze spalania paliw.

3.9 **Mocznik**

3.9.1 *Przepisy szczególne*

Brak.

3.9.2 *Granica systemowa*

W przypadku mocznika w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji oraz z oczyszczania spalin,
- w przypadku gdy CO_2 jest otrzymywany z innej instalacji jako materiał wsadowy do procesu, CO_2 otrzymany uznaje się za emisję, o ile nie uwzględniono go już jako emisji z instalacji, w której CO_2 został wyprodukowany.

3.10 **Nawozy mieszane**

3.10.1 *Przepisy szczególne*

Niniejszy punkt ma zastosowanie do produkcji wszelkiego rodzaju nawozów zawierających azot, w tym azotanu amonu, azotanu amonowo-wapniowego, siarczanu amonu, fosforanów amonu, roztworów saletrzano-mocznikowych, a także nawozów azotowo-fosforowych (NP), azotowo-potasowych (NK) i azotowo-fosforowo-potasowych (NPK). Uwzględnia się wszystkie rodzaje operacji, takie jak mieszanie, neutralizacja, granulacja, bryłkowanie, niezależnie od tego, czy zachodzi tylko mieszanie fizyczne, czy mają miejsce reakcje chemiczne.

Ilości różnych związków azotu zawartych w produkcie końcowym rejestruje się zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1009 ⁽²⁾:

- zawartość N w postaci amonu (NH_4^+),
- zawartość N w postaci azotanu (NO_3^-),
- zawartość N w postaci mocznika,
- zawartość N w innych postaciach (organicznych).

3.10.2 Granica systemowa

W przypadku nawozów mieszanych monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji, takie jak suszenie i podgrzewanie materiałów wsadowych oraz oczyszczanie spalin.

3.11 Ruda spiekana

3.11.1 Przepisy szczególne

Ta zbiorcza kategoria towarów obejmuje wszystkie rodzaje produkcji granulatu rudy żelaza (z przeznaczeniem na sprzedaż, jak również do bezpośredniego wykorzystania w tej samej instalacji) oraz produkcję spieku. W zakresie objętym kodem CN 2601 12 00 do kategorii tej można również zaliczyć rudy żelaza stosowane jako prekursory żelazochromu (FeCr), żelazomanganu (FeMn) lub żelazoniklu (FeNi).

3.11.2 Granica systemowa

W przypadku rudy spiekanej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie źródła emitujące CO_2 z wsadów do procesu takich jak wapień i inne węglany lub rudy węglanowe,
- wszystkie procesy emitujące CO_2 ze wszystkich paliw, w tym koksu, gazów odlotowych, takich jak gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy lub gaz konwertorowy (bezpośrednio lub pośrednio związane z procesem produkcji) oraz materiałów wykorzystywanych do oczyszczania spalin.

3.12 FeMn (żelazomangan), FeCr (żelazochrom) i FeNi (żelazonikiel)

3.12.1 Przepisy szczególne

Ten proces obejmuje wyłącznie produkcję stopów objętych kodami CN 7202 1, 7202 4 i 7202 6. Nie obejmuje on innych materiałów żeliwnych o znacznej zawartości stopu, takich jak surówka zwierciadlista. Uwzględnia się w nim NPI (surówkę niklową), jeśli zawartość niklu przekracza 10 %.

W przypadku gdy gazy odlotowe lub inne spaliny są emitowane bez redukcji emisji, CO zawarty w gazach odlotowych uznaje się za równoważnik molowy emisji CO_2 .

3.12.2 Granica systemowa

W przypadku FeMn, FeCr i FeNi monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO_2 spowodowane przez paliwa, niezależnie od tego, czy są one wykorzystywane do celów energetycznych, czy nieenergetycznych,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO_2 ze wsadów do procesu, takich jak wapień, oraz z oczyszczania spalin,

⁽²⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1009 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające przepisy dotyczące udostępniania na rynku produktów nawozowych UE, zmieniające rozporządzenia (WE) nr 1069/2009 i (WE) nr 1107/2009 oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 2003/2003 (Dz.U. L 170 z 25.6.2019, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1009/oj>).

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z zużycia elektrod lub past elektrodowych,
- węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w zużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika II.

3.13 **Surówka**

3.13.1 *Przepisy szczególne*

Ta zbiorcza kategoria towarów obejmuje surówkę niestopową z wielkich pieców, jak również surówki stopowe (np. surówkę zwierciadlistą), niezależnie od postaci fizycznej (np. wlewki, granulki). Uwzględnia się w niej NPI (surówkę niklową), jeśli zawartość niklu nie przekracza 10 %. W zintegrowanych stalowniach ciekła surówka („ciekły metal”) jako bezpośredni wsad do konwertora tlenowego jest produktem, który oddziela proces produkcji surówki od procesu produkcji stali surowej. Jeśli surówka produkowana w instalacji nie jest sprzedawana ani przekazywana do innych instalacji, można ustanowić wspólny proces produkcji obejmujący stal surową, z zastrzeżeniem przepisów art. 4.

3.13.2 *Granica systemowa*

3.13.2.1 Ścieżka produkcyjna związana z wielkim piecem

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z paliw i czynników redukujących, takich jak koks, pył koksowy, węgiel, paliwa olejowe, odpady z tworzyw sztucznych, gaz ziemny, odpady drzewne, węgiel drzewny, a także z gazów odlotowych, takich jak gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy lub gaz konwertorowy,
- jeżeli w procesie wykorzystywana jest biomasa, uwzględnia się przepisy określone w pkt B.3.3 załącznika II,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień, magnezyt i inne węglany lub rudy węglanowe, materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin,
- węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w zużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika II.

3.13.2.2 Redukcja przez wytapianie

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z paliw i czynników redukujących, takich jak koks, pył koksowy, węgiel, paliwa olejowe, odpady z tworzyw sztucznych, gaz ziemny, odpady drzewne, węgiel drzewny, gazy odlotowe z procesu lub gaz konwertorowy,
- jeżeli w procesie wykorzystywana jest biomasa, uwzględnia się przepisy określone w pkt B.3.3 załącznika II,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień, magnezyt i inne węglany lub rudy węglanowe, materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin,
- węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w zużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika II.

3.14 **Żelazo DRI (żelazo z bezpośredniej redukcji)**

3.14.1 *Przepisy szczególne*

Zdefiniowana jest tylko jedna ścieżka produkcyjna, chociaż na potrzeby różnych technologii można wykorzystywać rudy o różnej jakości, które mogą wymagać peletyzacji lub spiekania, oraz różnych czynników redukujących (gaz ziemny, różne paliwa kopalne lub biomasa, wodór). W związku z tym istotne mogą być prekursorzy w postaci rudy spiekanej lub wodoru. Produktami mogą tu być żelazo gąbczaste, żelazo brykietowane na gorąco (HBI) lub inne formy żelaza z bezpośredniej redukcji, w tym żelazo DRI, które jest bezpośrednio podawane jako wsad do pieców łukowych lub innych dalszych procesów.

Jeśli żelazo DRI produkowane w instalacji nie jest sprzedawane ani przekazywane do innych instalacji, można ustanowić wspólny proces produkcji obejmujący stal, z zastrzeżeniem przepisów art. 4.

3.14.2 Granica systemowa

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z paliw i czynników redukujących, takich jak węgiel, gaz ziemny, paliwa olejowe, gazy odlotowe z procesu lub gaz konwertorowy, itp.,
- jeżeli w procesie wykorzystywany jest biogaz lub inne postaci biomasy, uwzględnia się przepisy określone w pkt B.3.3 załącznika II,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień, magnezyt i inne węglany, rudy węglanowe, materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin,
- węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w żużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika III.

3.15 Stal surowa

3.15.1 Przepisy szczególne

Granica systemowa obejmuje wszystkie działania i jednostki niezbędne do uzyskania stali surowej:

- jeśli proces rozpoczyna się od ciekłego metalu (ciekłej surówki), granica systemowa obejmuje podstawowy konwertor tlenowy, odgazowywanie próżniowe, obróbkę pozapieczową, odwęglanie argonowo-tlenowe/odwęglanie próżniowo-tlenowe, odlewanie ciągłe lub odlewanie wlewków, w stosownych przypadkach walcowanie na gorąco lub kucie oraz wszystkie niezbędne czynności pomocnicze, takie jak przemieszczanie, ponowne rozgrzewanie i oczyszczanie spalin,
- jeśli w procesie wykorzystuje się piec łukowy, granica systemowa obejmuje wszystkie niezbędne działania i jednostki, takie jak sam piec łukowy, obróbka pozapieczowa, odgazowywanie próżniowe, odwęglanie argonowo-tlenowe/odwęglanie próżniowo-tlenowe, odlewanie ciągłe lub odlewanie wlewków, w stosownych przypadkach walcowanie na gorąco lub kucie oraz wszystkie niezbędne czynności pomocnicze, takie jak przemieszczanie, podgrzewanie surowców i sprzętu, ponowne rozgrzewanie i oczyszczanie spalin,
- do tej zbiorczej kategorii produktów zalicza się wyłącznie pierwotne walcowanie na gorąco i wstępne kształtowanie przez kucie w celu uzyskania półproduktów objętych kodami CN 7207, 7218 i 7224. Wszystkie inne procesy walcowania i kucia są ujęte w zbiorczej kategorii towarów „produkty z żeliwa lub stali”.

3.15.2 Granica systemowa

3.15.2.1 Produkcja stali metodą konwertorowo-tlenową

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ ze wszystkich paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny, paliwa olejowe, gazy odlotowe, takie jak gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy lub gaz konwertorowy,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień, magnezyt i inne węglany lub rudy węglanowe; materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin,
- węgiel wprowadzany do procesu jako złom, stopy, grafit itp. oraz węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w żużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika III.

3.15.2.2 Piec łukowy

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ ze wszystkich paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny, paliwa olejowe, jak również z gazów odlotowych, takich jak gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy lub gaz konwertorowy,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z zużycia elektrod i past elektrodowych,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień, magnezyt i inne węglany lub rudy węglanowe; materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin,
- węgiel wprowadzany do procesu, np. w postaci złomu, stopów i grafitu, oraz węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w żużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z pkt B.3.2 załącznika III.

3.16 Produkty z żeliwa lub stali

3.16.1 Przepisy szczególne

Brak.

3.16.2 Granica systemowa

W przypadku produktów z żeliwa lub stali w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ ze spalania paliw i emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin, w tym ponowne rozgrzewanie, przetapianie, odlewanie, walcowanie na gorąco, walcowanie na zimno, kucie, wyżarzanie, powlekanie, cynkowanie, ciągnięcie drutu, wytrawianie, oraz z wyłączeniem następujących procesów: platerowanie, cięcie, spawanie i wykańczanie produktów z żeliwa lub stali.

3.17 Aluminium nieobrobione plastycznie

3.17.1 Przepisy szczególne

Ta zbiorcza kategoria towarów obejmuje zarówno aluminium niestopowe, jak i stopowe, w postaci fizycznej typowej dla metali nieobrobionych plastycznie, takiej jak wlewki, płyty, kęsy lub granulki. W zintegrowanych hutach aluminium uwzględnia się również ciekłe aluminium wykorzystywane bezpośrednio jako wsad do produkcji wyrobów aluminiowych.

3.17.2 Granica systemowa

3.17.2.1 Wytap pierwotny (elektrolityczny)

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z zużycia elektrod lub past elektrodowych,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z wszelkich wykorzystywanych paliw (np. do suszenia i wstępnego podgrzewania surowców, nagrzewania ogniw elektrolitycznych, rozgrzewania wymaganego do odlewania),
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z oczyszczania spalin, w stosownych przypadkach z węglanu sodu lub wapienia,
- emisje perfluorowęglowodorów spowodowane efektami anodowymi, monitorowane zgodnie z pkt B.7 załącznika II.

3.17.2.2 Wytop wtórny (recykling)

Do wytopu wtórnego (recyklingu) aluminium wykorzystuje się głównie złom aluminiowy. Jeśli jednak do procesu dodawane jest aluminium nieobrobione plastycznie z innych źródeł, traktuje się je jak prekursor.

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z wszelkich paliw wykorzystywanych do suszenia i wstępnego podgrzewania surowców, wykorzystywanych w piecach topielnych, do obróbki wstępnej złomu, takiej jak usuwanie powłok i odolejanie, oraz do spalania powiązanych pozostałości, oraz z paliw niezbędnych do odlewania wlewków, kęsów lub płyt,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z wszelkich paliw wykorzystywanych w powiązanych działaniach, takich jak przetwarzanie szumowin i odzysk żużla,
- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ z oczyszczania spalin, w stosownych przypadkach z węgla sodu lub wapienia.

3.18 Produkty z aluminium

3.18.1 Przepisy szczególne

Brak.

3.18.2 Granica systemowa

W przypadku produktów z aluminium w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitujące emisje CO₂ ze spalania paliw i emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin, z wyłączeniem następujących procesów: cięcie, spawanie i wykańczanie produktów z aluminium.

3.19 Energia elektryczna

3.19.1 Przepisy szczególne

Współczynnik emisji dla energii elektrycznej określa się zgodnie z pkt D.2 załącznika III.

3.19.2 Granica systemowa

W przypadku energii elektrycznej w monitorowaniu emisji bezpośrednich uwzględnia się:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z procesami produkcji emitującymi emisje pochodzące ze spalania oraz emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin.

ZAŁĄCZNIK II

Zasady określania zbioru danych procesów produkcji poziomie instalacji**A. ZASADY I WYMOGI OGÓLNE****A.1. Koncepcja ogólna**

1. W celu określenia emisji wbudowanych z towarów przeprowadza się następujące działania:
 - a) procesy produkcji związane z jednostkami funkcjonalnymi produkowanymi w instalacji identyfikuje się z uwzględnieniem zasad określania granic systemowych procesów produkcji zgodnie z pkt A.4 niniejszego załącznika;
 - b) na poziomie instalacji produkującej towary emisje bezpośrednie gazów cieplarnianych określone dla tych towarów w załączniku II monitoruje się zgodnie z metodami opisanymi w pkt B niniejszego załącznika;
 - c) w przypadku gdy mierzalne ciepło jest wprowadzane do instalacji, wytwarzane w instalacji, używane przez instalację lub wyprowadzane z instalacji, przepływy ciepła netto monitoruje się zgodnie z metodami opisanymi w pkt C niniejszego załącznika;
 - d) jeżeli instalacja produkuje towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, ale nie w załączniku II do tego rozporządzenia, w celu monitorowania pośrednich emisji wbudowanych związanych z tymi towarami zużycie energii elektrycznej w odpowiednich procesach produkcji monitoruje się zgodnie z metodami opisanymi w pkt D.1 niniejszego załącznika. W przypadku gdy istnieje bezpośrednie powiązanie pod względem technicznym lub obowiązuje umowa zakupu energii elektrycznej zawarta z producentem energii elektrycznej zgodnie z pkt 6 załącznika IV do tego rozporządzenia, emisje związane z tym wytwarzaniem energii elektrycznej monitoruje się w celu ustalenia współczynnika emisji dla tej energii elektrycznej. Monitorowaniu podlegają również wszelkie ilości energii elektrycznej przesyłane między procesami produkcji lub wyprowadzane z instalacji;
 - e) emisje bezpośrednie w instalacjach, wraz z wytwarzaniem i zużyciem ciepła, wytwarzaniem i zużyciem energii elektrycznej oraz wszelkimi odpowiednimi strumieniami gazów odlotowych, przypisuje się do procesów produkcji związanych z produkowanymi towarami, stosując zasady opisane w załączniku III. Te przypisane emisje służą do obliczania specyficznych bezpośrednich i, w stosownych przypadkach, pośrednich emisji wbudowanych związanych z produkowanymi towarami, z zastosowaniem pkt B załącznika III;
 - f) w przypadku towarów, których procesy produkcji obejmują prekursory, co sprawia, że towary te są „towarami złożonymi”, emisje wbudowane związane z prekursorem ustala się zgodnie z pkt E niniejszego załącznika i dodaje do emisji wbudowanych związanych z wyprodukowanymi towarami złożonymi, stosując zasady określone w pkt B załącznika III. W przypadku gdy prekursory są same w sobie towarami złożonymi, proces ten powtarza się tak długo, aż nie będzie już żadnych prekursorów.
2. Operator może ustalić wartości rzeczywiste emisji wbudowanych lub wykorzystać wartości domyślne udostępnione zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 albo połączyć wartości rzeczywiste i wartości domyślne.
3. Emisje wbudowane związane z towarami oblicza się jako średnią z wybranego okresu sprawozdawczego.
4. W przypadku prekursorów wyprodukowanych poza instalacją i pochodzących z państw trzecich i terytoriów, które nie są objęte wyłączeniem na podstawie pkt 1 załącznika III do rozporządzenia (UE) 2023/956, rzeczywiste dane uzyskane od operatora instalacji produkującej dany prekursor wykorzystuje się tylko wówczas, gdy spełnione są następujące warunki:
 - a) dane muszą pochodzić ze sprawozdania z weryfikacji wydanego przez weryfikatora posiadającego akredytację zgodnie z art. 18 rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2025/2551 ważną w momencie sporządzania sprawozdania z weryfikacji oraz muszą dotyczyć zakresu sektorowego wymaganego w przypadku zbiorczej kategorii towarów danego prekursora; oraz
 - b) sprawozdanie z weryfikacji musi obejmować okres sprawozdawczy, w którym wyprodukowano dany prekursor.

5. W przypadku gdy operator nie posiada sprawozdania z weryfikacji spełniającego warunki a) i b), w odniesieniu do danego prekursora stosuje się odpowiednie wartości domyślne udostępnione zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.
6. Dane dotyczące emisji w całym okresie sprawozdawczym wyraża się w tonach ekwiwalentu CO₂ zaokrąglonych do pełnych ton.
7. Wszystkie parametry stosowane do obliczania wielkości emisji zaokrągla się do celów obliczania i zgłaszania emisji z uwzględnieniem wszystkich cyfr znaczących.
8. Specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane wyraża się w tonach ekwiwalentu CO₂ na tonę towarów, w zaokrągleniu do wszystkich cyfr znaczących, z maksymalnie pięcioma cyframi po przecinku.

A.2. Zasady monitorowania

Do monitorowania rzeczywistych danych na poziomie instalacji oraz do zbiorów danych niezbędnych do przypisania emisji do towarów stosuje się następujące zasady:

1. **Kompletność:** Metodyka monitorowania obejmuje wszystkie parametry niezbędne do określenia emisji wbudowanych związanych z towarami wymienionymi w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 zgodnie z metodami i wzorami zawartymi w niniejszym załączniku. W tym celu stosuje się następujące wytyczne:
 - a) emisje bezpośrednie na poziomie instalacji obejmują emisje pochodzące ze spalania oraz z procesów technologicznych;
 - b) bezpośrednie emisje wbudowane obejmują przypisane emisje z odpowiedniego procesu produkcji zgodnie z art. 4 i załącznikiem III, ustalone na podstawie emisji bezpośrednich w instalacji, emisji związanych z odpowiednimi przepływami ciepła i przepływami materiałów między granicami systemowymi procesów, w tym, w stosownych przypadkach, gazów odlotowych. Bezpośrednie emisje wbudowane obejmują ponadto bezpośrednie emisje wbudowane związane z prekursorami;
 - c) emisje pośrednie, w stosownych przypadkach, na poziomie instalacji obejmują emisje związane z zużyciem energii elektrycznej w instalacji;
 - d) pośrednie emisje wbudowane, w stosownych przypadkach, obejmują emisje pośrednie związane z towarami produkowanymi w instalacji oraz pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorami;
 - e) dla każdego parametru wybiera się odpowiednią metodę zgodnie z pkt A.3 niniejszego załącznika, zapewniając, by nie dochodziło do podwójnego liczenia ani powstawania luk w danych.
2. **Spójność i porównywalność:** Monitorowanie i raportowanie prowadzi się w sposób spójny i porównywalny na przestrzeni czasu. W tym celu w planie monitorowania określa się wybrane metody, tak aby zapewnić ich spójne stosowanie. Zmiana metodyki może nastąpić wyłącznie w obiektywnie uzasadnionych przypadkach. Do istotnych powodów należą:
 - a) zmiany w zakresie konfiguracji instalacji, wykorzystywanej technologii, materiałów wsadowych i paliw lub produkowanych towarów;
 - b) konieczność wprowadzenia nowych źródeł danych lub nowych metod monitorowania ze względu na zmiany partnerów handlowych odpowiedzialnych za dostarczanie danych wykorzystywanych w stosowanej metodyce monitorowania;
 - c) możliwość zwiększenia dokładności danych, uproszczenia przepływu danych lub udoskonalenia systemu kontroli.
3. **Przejrzystość:** Dane dotyczące monitorowania – w tym założenia, dane referencyjne, dane dotyczące działalności, współczynniki emisji, współczynniki obliczeniowe, dane dotyczące emisji wbudowanych związanych z zakupionymi prekursorami, mierzalnego ciepła i energii elektrycznej, wartości domyślne emisji wbudowanych oraz wszelkie inne dane istotne do celów niniejszego załącznika – gromadzi się, zapisuje, zestawia, analizuje i dokumentuje w przejrzysty sposób umożliwiający weryfikatorowi akredytowanemu zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2023/956 zweryfikowanie z wystarczającą pewnością, że dane są wolne od istotnych nieprawidłowości. Dokumentacja musi zawierać zapis wszystkich zmian w funkcjonowaniu instalacji, metodyki monitorowania i systemu kontroli, które zastosowano, udokumentowanych w planie monitorowania.

4. Kompletne i przejrzyste zapisy wszystkich danych istotnych dla określenia emisji wbudowanych związanych z wyprodukowanymi towarami, w tym niezbędne dokumenty potwierdzające, przechowywane w instalacji przez co najmniej sześć lat od zakończenia okresu sprawozdawczego.
5. Dokładność: Wybrana metodyka monitorowania zapewnia, aby sposób określania wielkości emisji nie dawał wyników systematycznie ani celowo niedokładnych. W miarę możliwości identyfikuje się i ogranicza wszelkie źródła niedokładności. Należy dochować należytej staranności w celu zapewnienia, że obliczenia i pomiary emisji wykazują najwyższy osiągalny stopień dokładności.

Tam, gdzie wystąpiły luki w danych lub oczekuje się, że będą one nieuniknione, stosuje się dane zastępcze, które muszą odpowiadać zachowawczym wartościom szacunkowym. Dane dotyczące emisji określa się na podstawie zachowawczych wartości szacunkowych również w następujących przypadkach:

- a) tlenek węgla (CO) emitowany do atmosfery oblicza się jako molowo równoważną ilość CO₂;
 - b) wszystkie emisje z biomasy należy traktować jak emisje z paliw kopalnych, chyba że przedstawiono dowody na spełnienie kryteriów uznania ich za zerowe zgodnie z pkt B.3.3 niniejszego załącznika.
6. Rzetelność metodyki: Wybrana metodyka monitorowania umożliwia uzyskanie wystarczającej pewności w odniesieniu do rzetelności zgłaszanych danych dotyczących emisji. Wielkość emisji określa się z zastosowaniem właściwych metod monitorowania przedstawionych w niniejszym załączniku. Zgłaszane dane dotyczące emisji nie mogą zawierać żadnych istotnych nieprawidłowości, cechować się stroniczością w doborze i sposobie prezentacji informacji oraz muszą zapewniać wiarygodny i wyważony wykaz emisji wbudowanych związanych z towarami produkowanymi w instalacji.
 7. Jakość danych: stosuje się system kontroli zapewniający wysoką jakość zgłaszanych danych.
 8. Opłacalność: Przy wyborze metodyki monitorowania korzyści wynikające z większej dokładności należy oceniać z uwzględnieniem dodatkowych kosztów. Monitorowanie i raportowanie w zakresie emisji mają na celu uzyskanie największej osiągalnej dokładności, chyba że nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów.
 9. Stałe doskonalenie: Operatorzy regularnie sprawdzają, czy możliwe jest udoskonalenie planu monitorowania i określonych w nim metodyk monitorowania. Jeżeli weryfikator przedstawi w sprawozdaniu z weryfikacji zalecenia dotyczące udoskonalenia, operator rozważa ich wdrożenie w rozsądnych ramach czasowych, chyba że udoskonalenie prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów lub nie byłoby technicznie wykonalne.

A.3. Metody odzwierciedlające najlepsze dostępne źródło danych

1. W celu określenia emisji wbudowanych związanych z towarami oraz źródłowych zbiorów danych, takich jak emisje związane z poszczególnymi strumieniami materiałów wsadowych lub źródłami emisji, lub ilościami mierzalnego ciepła i energii elektrycznej, nadrzędną zasadą jest zawsze wybór najlepszego dostępnego źródła danych. W tym celu stosuje się następujące wytyczne:
 - a) jeżeli w odniesieniu do konkretnego zbioru danych w niniejszym załączniku nie wymieniono metody monitorowania lub jeżeli jej zastosowanie prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów lub nie byłoby technicznie wykonalne, stosuje się wartości domyślne udostępnione zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956;
 - b) w przypadku metod bezpośredniego lub pośredniego wyznaczania danych metodę uznaje się za odpowiednią, jeśli zapewnia ona, aby wszelkie pomiary, analizy, pobieranie próbek, kalibracje i walidacje do celów określenia konkretnego zbioru danych były prowadzone z zastosowaniem metod wskazanych w odpowiednich normach EN lub ISO. Jeżeli takie normy są niedostępne, można skorzystać z norm krajowych. Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, najlepsze praktyki branżowe lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru;

- c) przyrządy pomiarowe dobiera się w taki sposób, aby wykazywały najniższą niepewność podczas użytkowania bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów; Pierwszeństwo mają przyrządy podlegające prawnej kontroli metrologicznej, z wyjątkiem sytuacji, gdy dostępne są inne przyrządy o znacznie niższej niepewności podczas użytkowania. Z przyrządów należy korzystać wyłącznie w środowiskach odpowiednich do ich specyfikacji użytkowania;
- d) w przypadku stosowania analiz laboratoryjnych lub przeprowadzania przez laboratoria obróbki próbek, kalibracji, walidacji metod lub działań związanych z ciągłymi pomiarami emisji – wymogi określone w pkt B.5.4.3.

2. Metody pośredniego wyznaczania danych: Jeżeli dla wymaganego zbioru danych nie jest dostępna metoda bezpośredniego wyznaczania danych, zwłaszcza w przypadkach, kiedy zachodzi potrzeba określenia mierzalnego ciepła netto przekazywanego do różnych procesów produkcji, można skorzystać z metody pośredniego wyznaczania danych, takiej jak:

- a) obliczenie na podstawie znanych procesów chemicznych lub fizycznych, z wykorzystaniem odpowiednich, przyjętych wartości określonych na podstawie literatury dla właściwości chemicznych i fizycznych przedmiotowych substancji, odpowiednich wskaźników stechiometrycznych i właściwości termodynamicznych, takich jak entalpia reakcji, w stosownych przypadkach;
- b) obliczenie na podstawie danych projektowych instalacji, takich jak efektywności energetyczne jednostek technicznych lub zużycie energii na jednostkę produktu;
- c) korelacje na podstawie badań empirycznych służących do wyznaczenia szacowanych wartości dla wymaganego zbioru danych z nieskalibrowanego wyposażenia lub danych udokumentowanych w protokołach produkcji.

Do celów lit. c) należy zapewnić, aby korelacja spełniała wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i była stosowana wyłącznie w celu wyznaczenia wartości wchodzących w zakres, dla którego została określona. Ważność tego typu korelacji należy oceniać co najmniej raz do roku.

- 3. Aby określić najlepsze dostępne źródła danych, należy wybrać źródło danych zajmujące najwyższe miejsce w rankingu przedstawionym w pkt 1 i już dostępne w instalacji. Jeżeli jednak technicznie wykonalne jest wykorzystanie źródła danych zajmującego wyższą pozycję w rankingu bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów, należy bez zbędnej zwłoki wykorzystać takie lepsze źródło danych. W przypadku gdy dla tego samego zbioru danych dostępne są różne źródła danych zajmujące równorzędne pozycje w rankingu przedstawionym w pkt 1, należy wybrać źródło danych, które zapewnia najbardziej przejrzysty przepływ danych przy najniższym ryzyku nieodłącznym i ryzyku zawodności systemów kontroli wewnętrznej w odniesieniu do nieprawidłowości.
- 4. Źródła danych wybrane zgodnie z pkt 3 definiuje się w planie monitorowania, tak by wykorzystywać je do określania i raportowania emisji wbudowanych.
- 5. W zakresie, w jakim jest to wykonalne bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów, do celów systemu kontroli zgodnie z pkt A.5 określa się dodatkowe źródła danych lub metody wyznaczania zbiorów danych, tak aby umożliwić potwierdzenie źródeł danych wybranych zgodnie z pkt 3. Ewentualne wybrane źródła danych określa się w planie monitorowania.
- 6. Zalecane udoskonalenie: Należy regularnie – co najmniej raz w roku – sprawdzać, czy dostępne są nowe źródła danych w celu udoskonalenia metod monitorowania. W przypadku gdy takie nowe źródła danych zostaną uznane za bardziej dokładne zgodnie z rankingiem przedstawionym w pkt 1, określa się je w planie monitorowania i jak najszybciej zaczyna się je stosować.
- 7. Techniczna wykonalność: W przypadku stwierdzenia, że zastosowanie określonej metodyki wyznaczania danych nie jest technicznie wykonalne, należy uzasadnić ten fakt w planie monitorowania. Fakt ten podlega ponownej ocenie podczas regularnych kontroli zgodnie z pkt 6. Takie uzasadnienie odnosi się do dostępności w instalacji zasobów technicznych mogących zaspokoić potrzeby proponowanego źródła danych lub proponowanej metody monitorowania, którą można wdrożyć w wymaganym czasie do celów niniejszego załącznika. Takie zasoby techniczne obejmują dostępność wymaganych technik i technologii.

8. Nieracjonalne koszty: W przypadku stwierdzenia, że zastosowanie określonej metodyki wyznaczania zbioru danych prowadzi do nieracjonalnych kosztów, należy uzasadnić ten fakt w planie monitorowania. Fakt ten podlega ponownej ocenie podczas regularnych kontroli zgodnie z pkt 6. To, czy koszty są nieracjonalne, ustala się w następujący sposób.
- a) Koszty związane z wyznaczeniem konkretnego zbioru danych uznaje się za nieracjonalne, jeżeli szacowane koszty operatora są większe niż korzyści płynące z zastosowania danej metodyki wyznaczania danych. W tym celu korzyść oblicza się, mnożąc współczynnik udoskonalenia przez cenę referencyjną wynoszącą 80 EUR za tonę ekwiwalentu CO₂, a w stosownych przypadkach koszty uwzględniają odpowiedni okres amortyzacji w oparciu o ekonomiczną użyteczność urządzenia.
 - b) Współczynnik udoskonalenia jest równy:
 - poprawie szacowanej niepewności pomiaru, wyrażonej w procentach, pomnożonej przez szacowaną wielkość powiązanych emisji w okresie sprawozdawczym,
 - 1 % powiązanych emisji w przypadku braku poprawy niepewności pomiaru,
 - powiązane emisje oznaczają:
 - emisje bezpośrednie spowodowane przez dany strumień materiałów wsadowych lub dane źródło emisji,
 - emisje przypisane do danej ilości mierzalnego ciepła,
 - emisje pośrednie związane z daną ilością energii elektrycznej,
 - emisje wbudowane związane z wyprodukowanym materiałem lub zużytym prekursorem.
 - c) Środków dotyczących udoskonalenia metodyki monitorowania instalacji nie uważa się za prowadzące do nieracjonalnych kosztów do czasu osiągnięcia łącznej kwoty 4 000 EUR na rok.

A.4. Przepisy szczegółowe dotyczące podziału instalacji na procesy produkcji

W odniesieniu do towarów objętych zbiorczymi kategoriami towarów: stal surowa, produkty z żeliwa i stali, aluminium nieobrobione plastycznie i produkty z aluminium, w przypadku których różne jednostki funkcjonalne, które różnią się jedynie wielkością lub kształtem, są produkowane z wykorzystaniem tych samych prekursorów pod względem rodzajów, ilości i proporcji, określa się dla tej grupy towarów jeden wielofunkcyjny proces produkcji i zastosowanie mają zasady dotyczące przypisania określone w pkt A.2 załącznika III.

W odniesieniu do towarów objętych zbiorczymi kategoriami towarów: nawozy, w przypadku których różne jednostki funkcjonalne są produkowane przy użyciu tych samych prekursorów pod względem rodzajów, ilości i proporcji lub składają się z tej samej substancji i różnią się jedynie stężeniami, określa się dla tej grupy towarów jeden wielofunkcyjny proces produkcji i zastosowanie mają zasady dotyczące przypisania określone w pkt A.2 załącznika III.

A.5. Plan monitorowania

Szablon określający minimalny zestaw elementów, które powinien zawierać plan monitorowania:

1. data i numer wersji planu monitorowania;
2. opis instalacji i procesów produkcji przeprowadzanych przez instalację;
3. wykaz wszystkich odnośnych produkowanych towarów w podziale na kody CN i jednostki funkcjonalne oraz, w stosownych przypadkach, szczególnych składów pod względem zawartości klinkieru i zawartości azotu, w tym prekursorów nieobjętych odrębnymi procesami produkcji zgodnie z art. 4;
4. wykaz wszystkich procesów produkcji i ścieżek produkcyjnych objętych CBAM przeprowadzanych w instalacji oraz wykaz towarów dostarczonych w każdym procesie produkcji;
5. w stosownych przypadkach wykaz towarów nieobjętych CBAM produkowanych w każdym procesie produkcji oraz ich wyprodukowana ilość;

6. wykaz odpowiednich wskaźników CBAM, które należy stosować w celu określenia dostosowania związanego z przydziałem bezpłatnych uprawnień w odniesieniu do wszystkich odnośnych wyprodukowanych towarów;
7. metody monitorowania danych w odniesieniu do każdego procesu produkcji, w tym:
 - a) szczegółowy opis stosowanej metodyki opartej na obliczeniach, w tym wykaz danych wejściowych i wzorów obliczeniowych;
 - b) opis stosowanych systemów pomiarowych oraz dokładne umiejscowienie przyrządów pomiarowych, które należy stosować w odniesieniu do każdego ze strumieni materiałów wsadowych, które mają być monitorowane;
8. metody wyznaczania współczynników obliczeniowych i plan pobierania próbek w odniesieniu do każdego strumienia materiałów wsadowych, w stosownych przypadkach;
9. wykaz strumieni materiałów wsadowych i źródeł emisji oraz ich opis w odniesieniu do każdego procesu produkcji;
10. wykaz strumieni materiałów wsadowych, w odniesieniu do których stosuje się standardową metodę opartą na obliczeniach lub metodę bilansu masowego, w tym szczegółowy opis sposobu wyznaczania każdego istotnego parametru przewidzianego w pkt B.3.4 niniejszego załącznika;
11. wykaz źródeł emisji, w odniesieniu do których stosuje się metodykę opartą na pomiarach, w tym opis wszystkich istotnych elementów przewidzianych w pkt B.6 niniejszego załącznika;
12. opis metodyki monitorowania w zakresie, w jakim monitoruje się perfluorowęglowodory z produkcji pierwotnego aluminium;
13. odpowiedni schemat i opis procesu prowadzonego w instalacji, obejmujący granice systemowe instalacji i różne procesy produkcji, zapewniające dowody na to, że nie dochodzi do podwójnego liczenia ani że nie występują luki w danych dotyczących emisji z instalacji;
14. prekursory wykorzystane w każdym procesie produkcji oraz, jeżeli zostały wyprodukowane w innej instalacji, nazwę i kraj pochodzenia ich dostawców;
15. informacje o tym, czy wykorzystuje się jakiekolwiek paliwa o współczynniku zero oraz w jaki sposób operator wykazuje, że emisje z paliw można uznać za zerowe;
16. informacje o tym, czy mierzalne ciepło jest wprowadzane z innych instalacji lub do nich wyprowadzane, oraz informacje pozwalające zidentyfikować te instalacje, szczegółowy opis metod ustalania emisji przypisanych tym przepływom ciepła w odniesieniu do każdego procesu produkcji;
17. w przypadku emisji pośrednich – informacje o tym, czy energia elektryczna jest wytwarzana w instalacji; jeżeli tak – informacje o tym, czy energia elektryczna jest:
 - a) wytwarzana w procesie kogeneracji;
 - b) wytwarzana w drodze oddzielnego wytwarzania;
 - c) wytwarzana ze źródeł kopalnych lub odnawialnych;
 - d) wyprowadzana z granic systemowych procesu produkcji;
18. w przypadku gdy emisje pośrednie są ustalane na podstawie rzeczywistych emisji – informacje niezbędne do przedstawienia odpowiednich części dowodów określonych w pkt D.4.3;
19. w przypadku gdy emisje wbudowane związane z energią elektryczną importowaną na obszar celny Unii są ustalane na podstawie rzeczywistych emisji – informacje niezbędne do przedstawienia dowodów określonych w pkt D.2.4, w tym, jeżeli informacje te nie są bezpośrednio dostępne dla operatora, sposób, w jaki operator planuje je otrzymać;
20. informacje o tym, czy gazy odlotowe są wytwarzane i wykorzystywane w instalacji lub wprowadzane z innych instalacji lub wyprowadzane do innych instalacji, jak również informacje pozwalające zidentyfikować te instalacje;
21. informacje o tym, czy mają zastosowanie wychwytywanie, składowanie lub używanie CO₂ zgodnie z pkt B.8.2, a także tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej za instalacje odbiorcze lub infrastrukturę transportową lub podmiotów, do których CO₂ jest przekazywany, a także metodyka monitorowania zgodnie z pkt B.8.3;

22. system kontroli zapewniający wysoką jakość danych, który obejmuje, w stosownych przypadkach:
- a) zapewnienie jakości odpowiednich urządzeń pomiarowych, w tym kalibracji, regulacji i kontroli wszystkich odpowiednich urządzeń pomiarowych w regularnych odstępach czasu – również przed ich użyciem – z odniesieniem do międzynarodowych norm pomiarowych (jeśli są dostępne) i w zakresie proporcjonalnym do znaczenia danego urządzenia pomiarowego;
 - b) ocenę ryzyka w przypadku zidentyfikowania źródeł ryzyka błędów w przepływie danych – od danych pierwotnych do danych końcowych;
 - c) zapewnianie jakości systemów informatycznych, wraz z zapewnieniem, aby stosowne systemy były zaprojektowane, udokumentowane, zbadane, wdrożone, kontrolowane i utrzymywane w sposób zapewniający rzetelne, dokładne i prowadzone w odpowiednim czasie przetwarzanie danych, odpowiednio do ryzyka zidentyfikowanego w ocenie ryzyka;
 - d) podział obowiązków odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, a także zarządzanie niezbędnymi kompetencjami;
 - e) wewnętrzne przeglądy i walidację danych;
 - f) korekty i działania naprawcze;
 - g) kontrolę procesów zleczanych na zewnątrz;
 - h) prowadzenie rejestrów i dokumentacji, w tym zarządzanie wersjami dokumentów.

B. MONITOROWANIE EMISJI BEZPOŚREDNICH NA POZIOMIE INSTALACJI

B.1 **Kompletność strumieni materiałów wsadowych i źródeł emisji**

Granice instalacji i prowadzonych w niej procesów produkcji muszą być wyraźnie znane operatorowi oraz określone w planie monitorowania, z uwzględnieniem wymogów sektorowych określonych w pkt 3 załącznika I oraz w pkt B.9. Zastosowanie mają następujące zasady:

- a) jako wymóg minimalny należy uwzględnić wszystkie odpowiednie źródła emisji gazów cieplarnianych i strumienie materiałów wsadowych związane bezpośrednio lub pośrednio z produkcją towarów wymienionych w pkt 2 załącznika I;
- b) uwzględnia się wszystkie emisje z normalnego trybu działalności, jak i emisje z wydarzeń nietypowych, włącznie z rozruchem i wyłączeniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi w okresie sprawozdawczym;
- c) nie uwzględnia się emisji z ruchomych maszyn służących do celów transportu.

B.2 **Wybór metodyki monitorowania**

Stosowana metodyka jest jedną z następujących:

- a) metodyka oparta na obliczeniach, która polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze strumieni materiałów wsadowych na podstawie danych dotyczących działalności uzyskanych za pomocą systemów pomiarowych oraz na podstawie dodatkowych parametrów uzyskanych z analiz laboratoryjnych lub wartości standardowych. Metodykę opartą na obliczeniach można wdrażać zgodnie z metodą standardową lub metodą bilansu masowego;
- b) metodyka oparta na pomiarach, która polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze źródeł emisji za pomocą ciągłego pomiaru stężenia odnośnego gazu cieplarnianego w spalinach oraz przepływu spalin.

Należy wybrać metodykę monitorowania, która zapewnia najdokładniejsze i najbardziej wiarygodne wyniki, z wyjątkiem przypadków, w których wymogi sektorowe zgodnie z pkt B.9 wymagają zastosowania szczególnej metodyki. Zastosowana metodyka monitorowania może być kombinacją różnych metod w taki sposób, że różne części emisji z instalacji monitoruje się za pomocą jednej z mających zastosowanie metod.

Emisje z instalacji określa się za pomocą

$$Em_{inst} = \sum_{i=1}^n Em_{calc,i} + \sum_{j=1}^m Em_{meas,j} \quad (\text{równanie 4})$$

gdzie:

Em_{inst} oznacza (bezpośrednie) emisje z instalacji wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂;

$Em_{calc,i}$ oznacza emisje ze strumienia materiałów wsadowych i określone przy użyciu metodyki opartej na obliczeniach, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂;

$Em_{meas,j}$ oznacza emisje ze źródła emisji j określone przy użyciu metodyki opartej na pomiarach, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂.

B.3 Wzory i parametry na potrzeby metodyki opartej na obliczeniach w odniesieniu do emisji CO₂

B.3.1 Metoda standardowa

Emisje oblicza się oddzielnie dla każdego strumienia materiałów wsadowych w następujący sposób:

B.3.1.1 Emisje pochodzące ze spalania

Emisje pochodzące ze spalania oblicza się za pomocą metody standardowej w następujący sposób:

$$Em_i = AD_i \times EF_i \times OF_i \quad (\text{równanie 5})$$

gdzie:

Em_i oznacza emisje [t CO₂] związane z paliwem i ;

EF_i oznacza współczynnik emisji [t CO₂/TJ] paliwa i ;

AD_i oznacza dane dotyczące działalności [TJ] związane z paliwem i , obliczone jako $AD_i = FQ_i \times NCV_i$ (równanie 6);

FQ_i oznacza ilość [t lub m³] zużytego paliwa i ;

NCV_i oznacza wartość opałową (wartość kaloryczną netto) [TJ/t lub TJ/m³] paliwa i ;

OF_i oznacza współczynnik utleniania paliwa i (wielkość bezwymiarowa), obliczony jako

$$OF = 1 - C_{ash}/C_{total} \quad (\text{równanie 7});$$

C_{ash} oznacza zawartość węgla pierwiastkowego w popiele i pyle z oczyszczania spalin, a

C_{total} oznacza całkowitą zawartość węgla pierwiastkowego w spalonym paliwie.

Aby zmniejszyć nakłady na monitorowanie, można zawsze przyjmować zachowawcze założenie, że $OF = 1$.

Pod warunkiem, że prowadzi to do uzyskania większej dokładności, standardową metodę określania emisji pochodzących ze spalania można zmodyfikować w następujący sposób:

- dane dotyczące działalności wyraża się jako ilość paliwa (tzn. w t lub m³);
- EF wyraża się odpowiednio w t CO₂/t paliwa lub t CO₂/m³ paliwa oraz
- w obliczeniach można pominąć NCV .

Jeżeli współczynnik emisji paliwa i ma zostać obliczony na podstawie analizy zawartości węgla pierwiastkowego i NCV, stosuje się następujące równanie:

$$EF_i = CC_i \times f / NCV_i \quad (\text{równanie 8})$$

gdzie:

CC_i oznacza zawartość węgla pierwiastkowego paliwa i .

Jeżeli współczynnik emisji materiału lub paliwa wyrażony w t CO₂/t ma zostać obliczony na podstawie analizy zawartości węgla pierwiastkowego, stosuje się następujące równanie:

$$EF_i = CC_i \times f \quad (\text{równanie 9})$$

gdzie:

f oznacza stosunek mas molowych CO₂ i C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$.

Ponieważ – pod warunkiem spełnienia kryteriów podanych w pkt B.3.3 – współczynnik emisji biomasy wynosi zero, fakt ten można uwzględnić dla paliw mieszanych (tj. paliw zawierających zarówno składniki kopalne, jak i pochodzące z biomasy) w następujący sposób:

$$EF_i = EF_{pre,i} \times (1 - BF_i) \quad (\text{równanie 10})$$

gdzie:

$EF_{pre,i}$ oznacza wstępny współczynnik emisji paliwa i (tj. współczynnik emisji przy założeniu, że całe paliwo jest pochodzenia kopalnego), a

BF_i oznacza frakcję biomasy w paliwie i (wielkość bezwymiarowa).

W przypadku paliw kopalnych i gdy frakcja biomasy nie jest znana, przyjmuje się zachowawczo, że wartość BF_i wynosi zero.

B.3.1.2 Emisje z procesów technologicznych

Emisje z procesów technologicznych oblicza się za pomocą metody standardowej w następujący sposób:

$$Em_j = AD_j \times EF_j \times CF_j \quad (\text{równanie 11})$$

gdzie:

AD_j oznacza dane dotyczące działalności [t materiału] materiału j ;

EF_j oznacza współczynnik emisji [t CO₂/t] materiału j , a

CF_j oznacza współczynnik konwersji materiału j (wielkość bezwymiarowa).

Aby zmniejszyć nakłady na monitorowanie, można zawsze przyjmować zachowawcze założenie, że $CF_j = 1$.

W przypadku gdy do procesu wprowadzane są mieszane materiały wsadowe, które zawierają zarówno nieorganiczne, jak i organiczne postacie węgla, operator może albo:

- określić całkowity wstępny współczynnik emisji dla materiału mieszanego poprzez analizę całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego (CC) i przy użyciu współczynnika konwersji oraz – w stosownych przypadkach – frakcji biomasy i wartości opałowej związanych z tą całkowitą zawartością węgla pierwiastkowego, albo
- określić zawartość organiczną i nieorganiczną osobno i traktować je jako dwa oddzielne strumienie materiałów wsadowych.

Biorąc pod uwagę dostępne systemy pomiarowe dla danych dotyczących działalności oraz dostępne metody określania współczynnika emisji, w przypadku emisji pochodzących z rozkładu węglanów dla każdego strumienia materiałów wsadowych wybiera się tę metodę spośród następujących dwóch, która zapewnia dokładniejsze wyniki:

- metoda A (na podstawie wsadu): Współczynnik emisji, współczynnik konwersji i dane dotyczące działalności odnoszą się do ilości materiału wprowadzonego do procesu. Stosuje się standardowe współczynniki emisji czystych węglanów określone w tabeli 3 w pkt G, z uwzględnieniem składu materiału określonego zgodnie z pkt B.5,

- metoda B (na podstawie produkcji): Współczynnik emisji, współczynnik konwersji i dane dotyczące działalności odnoszą się do ilości produktu uzyskanego z procesu. Stosuje się standardowe współczynniki emisji tlenków metali po dekarbonizacji podane w tabeli 4 w pkt G, z uwzględnieniem składu danego materiału określonego zgodnie z pkt B.5.

W odniesieniu do emisji CO₂ z procesów technologicznych innych niż emisje z węglanów stosuje się metodę A.

B.3.2 Metoda bilansu masowego

Ilości CO₂ istotne dla każdego strumienia materiałów wsadowych oblicza się na podstawie zawartości węgla pierwiastkowego w każdym materiale, bez podziału na paliwa i wsady do procesu. Węgiel pierwiastkowy opuszczający instalację w produktach, a nie w postaci emisji, uwzględnia się w wyjściowych strumieniach materiałów wsadowych, w przypadku których dane dotyczące działalności są w związku z tym ujemne.

Emisje odpowiadające każdemu strumieniowi materiałów wsadowych oblicza się w następujący sposób:

$$Em_k = f \times AD_k \times CC_k \quad (\text{równanie 12})$$

gdzie:

AD_k oznacza dane dotyczące działalności [t] materiału k ; w przypadku materiałów wyjściowych wielkość AD_k jest ujemna;

f oznacza stosunek mas molowych CO₂ i C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$, a

CC_k oznacza zawartość węgla pierwiastkowego w materiale k (wielkość bezwymiarowa i dodatnia).

Jeżeli zawartość węgla pierwiastkowego w paliwie k oblicza się na podstawie współczynnika emisji wyrażonego w t CO₂/TJ, stosuje się następujące równanie:

$$CC_k = EF_k \times NCV_k / f \quad (\text{równanie 13})$$

Jeżeli zawartość węgla pierwiastkowego w materiale lub paliwie k oblicza się na podstawie współczynnika emisji wyrażonego w t CO₂/t, stosuje się następujące równanie:

$$CC_k = EF_k / f \quad (\text{równanie 14})$$

W przypadku paliw mieszanych można uwzględnić frakcję biomasy o współczynniku zero, pod warunkiem że spełnione są następujące kryteria określone w pkt B.3.3:

$$CC_k = CC_{pre,k} \times (1 - BF_k) \quad (\text{równanie 15})$$

gdzie:

$CC_{pre,k}$ oznacza wstępną zawartość węgla pierwiastkowego w paliwie k (tj. współczynnik emisji przy założeniu, że całe paliwo jest pochodzenia kopalnego), a

BF_k oznacza frakcję biomasy o współczynniku zero w paliwie k (wielkość bezwymiarowa).

W przypadku paliw lub materiałów kopalnych i gdy frakcja biomasy nie jest znana, wartość BF przyjmuje się zachowawczo jako zero. W przypadku gdy biomasa jest wykorzystywana jako materiał wsadowy lub paliwo, a materiały wyjściowe zawierają węgiel pierwiastkowy, w ogólnym bilansie masowym frakcję biomasy należy traktować zachowawczo, co oznacza, że całkowita masa węgla pierwiastkowego odpowiadająca frakcjom węgla o współczynniku zero zawartym we wszystkich odpowiednich materiałach wyjściowych nie jest niższa niż całkowita masa frakcji węgla o współczynniku zero zawartych w materiałach wsadowych i paliwach, z wyjątkiem sytuacji, gdy operator dostarczy dowody na obecność niższej frakcji biomasy w materiałach wyjściowych za pomocą metody „atomów znaczących” (stechiometrycznej) lub metody C-14.

B.3.3 Kryteria uznawania emisji z biomasy za zerowe

1. Biomasa wykorzystywana jako paliwo do spalania musi spełniać kryteria określone w niniejszym punkcie. W przypadku gdy biomasa wykorzystywana do spalania nie spełnia niniejszych kryteriów, jej zawartość węgla pierwiastkowego uznaje się za węgiel kopalny.
2. Biomasa musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych określone w art. 29 ust. 2–7 i ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001.

3. Na zasadzie odstępstwa od pkt 2 biomasa wchodząca w skład odpadów i pozostałości innych niż pozostałości pochodzące z rolnictwa, akwakultury, rybołówstwa i leśnictwa lub z nich wyprodukowana musi spełniać jedynie kryteria określone w art. 29 ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001. Niniejszy punkt stosuje się również do odpadów i pozostałości, które, zanim zostaną przetworzone w paliwa, najpierw są przetwarzane w produkt.
4. Energia elektryczna, energia ciepła i chłodu wytwarzane ze stałych odpadów komunalnych nie podlegają kryteriom określonym w art. 29 ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001.
5. Kryteria określone w art. 29 ust. 2–7 i ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001 stosuje się niezależnie od pochodzenia geograficznego biomasy.
6. Zgodność z kryteriami określonymi w art. 29 ust. 2–7 i ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001 ocenia się zgodnie z art. 30 i art. 31 ust. 1 tej dyrektywy. Kryteria te można uznać za spełnione, jeżeli operator przedstawi dowód zakupu określonej ilości biopaliwa, biopłyn lub biogazu, któremu odpowiada anulowanie odpowiedniej ilości w unijnej bazie danych utworzonej na podstawie art. 31a, lub dowód zrównoważoności wydany przez uznany system dobrowolny.

B.3.4 *Odnosne parametry*

Zgodnie ze wzorami podanymi w pkt B.3.1–B.3.2 dla każdego strumienia materiałów wsadowych określa się następujące parametry:

a) Metoda standardowa, spalanie:

- Wymóg minimalny: ilość paliwa (t lub m³), współczynnik emisji (t CO₂/t lub t CO₂/m³).
- Zalecane udoskonalenie: ilość paliwa (t lub m³), NCV (TJ/t lub TJ/m³), współczynnik emisji (t CO₂/TJ), współczynnik utleniania, frakcja biomasy, dowód spełnienia kryteriów określonych w pkt B.3.3.

b) Metoda standardowa, emisje z procesów technologicznych:

- Wymóg minimalny: dane dotyczące działalności (t lub m³), współczynnik emisji (t CO₂/t lub t CO₂/m³).
- Zalecane udoskonalenie: dane dotyczące działalności (t lub m³), współczynnik emisji (t CO₂/t lub t CO₂/m³), współczynnik konwersji.

c) Bilans masowy:

- Wymóg minimalny: ilość materiału (t), zawartość węgla pierwiastkowego (t C/t materiału).
- Zalecane udoskonalenie: ilość materiału (t), zawartość węgla pierwiastkowego (t C/t materiału), NCV (TJ/t), frakcja biomasy, dowód spełnienia kryteriów określonych w pkt B.3.3.

B.4 **Wymogi w odniesieniu do danych dotyczących działalności**

B.4.1 *Dokonywanie pomiarów ciągłych lub partiami*

W przypadku gdy dla okresu sprawozdawczego należy określić ilości paliw lub materiałów, w tym towarów lub produktów pośrednich, można wybrać jedną z poniższych metod i wskazać ją w planie monitorowania:

- a) na podstawie ciągłych pomiarów odnoszących się do procesu, w którym materiał jest zużywany lub wytwarzany;
- b) na podstawie zagregowanych wyników pomiarów osobno (partiami) dostarczanych lub wytworzonych ilości, z uwzględnieniem odpowiednich zmian w zapasach. W tym celu stosuje się następujące zasady:
 - ilość paliwa lub materiału zużytego w okresie sprawozdawczym oblicza się jako ilość paliwa lub materiału wprowadzoną do instalacji w okresie sprawozdawczym pomniejszoną o ilość paliwa lub materiału wyprowadzoną z instalacji oraz powiększoną o ilość paliwa lub materiału, którą obejmują zapasy na początku okresu sprawozdawczego, i pomniejszoną o ilość paliwa lub materiału, którą obejmują zapasy na końcu okresu sprawozdawczego;

- poziomy produkcji towarów lub produktów pośrednich oblicza się jako ilość wyprowadzoną z instalacji w okresie sprawozdawczym pomniejszoną o ilość wprowadzoną do instalacji oraz pomniejszoną o ilość produktu lub materiału, którą obejmują zapasy na początku okresu sprawozdawczego, i powiększoną o ilość produktu lub materiału, którą obejmują zapasy na końcu okresu sprawozdawczego. Aby nie dochodziło do podwójnego liczenia, produkty pochodzące z procesu produkcji zwracane do tego samego procesu produkcji odejmuje się od poziomów produkcji.

Gdy wyznaczenie ilości objętych zapasami w drodze bezpośredniego pomiaru nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, takie ilości można oszacować na podstawie jednej z następujących informacji:

- a) danych z poprzednich lat, skorelowanych z odpowiednimi poziomami działalności za dany okres sprawozdawczy;
- b) udokumentowanych procedur i odnośnych danych w skontrolowanych sprawozdaniach finansowych za dany okres sprawozdawczy.

Gdy wyznaczenie ilości produktów, materiałów lub paliw dla całego okresu sprawozdawczego nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, można wybrać następny najbardziej odpowiedni dzień, który oddzieli dany okres sprawozdawczy od kolejnego. Dzień ten należy odpowiednio uzgodnić z wymaganym okresem sprawozdawczym. Odchylenia występujące w przypadku każdego produktu, materiału lub paliwa muszą być wyraźnie odnotowane, stanowiąc podstawę wartości reprezentatywnej dla okresu sprawozdawczego, a następnie muszą być spójnie uwzględnione w odniesieniu do następnego roku.

B.4.2 *Kontrola operatora nad systemami pomiarowymi*

Preferowaną metodą określania ilości produktów, materiałów lub paliw jest stosowanie przez operatora instalacji systemów pomiarowych, które znajdują się pod jego kontrolą. Systemy pomiarowe znajdujące się poza kontrolą operatora, w szczególności te znajdujące się pod kontrolą dostawcy materiału lub paliwa, można stosować w następujących przypadkach:

- gdy operator nie posiada własnego systemu pomiarowego umożliwiającego określenie odpowiedniego zbioru danych;
- gdy określenie zbioru danych za pomocą własnego systemu pomiarowego operatora nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów;
- gdy operator ma dowody na to, że system pomiarowy znajdujący się poza kontrolą operatora daje bardziej wiarygodne wyniki i jest mniej narażony na ryzyko nieprawidłowości.

W przypadku korzystania z systemów pomiarowych znajdujących się poza kontrolą operatora odpowiednimi źródłami danych są:

- ilości z wystawionych przez kontrahenta faktur, pod warunkiem że miała miejsce transakcja handlowa między dwoma niezależnymi partnerami handlowymi;
- bezpośrednio odczyty z takich systemów pomiarowych.

B.4.3 *Wymogi dotyczące systemów pomiarowych*

Należy zapewnić gruntowną analizę niepewności związanej z mierzonymi ilościami paliw i materiałów, w tym wpływu środowiska operacyjnego oraz, w stosownych przypadkach, niepewności związanej z określaniem stanu zapasów. Przyrządy pomiarowe należy wybierać tak, aby zapewnić najniższą możliwą niepewność, której uzyskanie nie będzie prowadzić do nieracjonalnych kosztów, oraz tak, aby były one odpowiednie do środowiska, w którym są używane, zgodnie z obowiązującymi normami i wymaganiami technicznymi. Pierwszeństwo mają przyrządy podlegające prawnej kontroli metrologicznej, o ile są one dostępne. W tym przypadku jako wartość niepewności można podać największy dopuszczalny błąd w użytkowaniu określony właściwymi przepisami krajowymi dotyczącymi prawnej kontroli metrologicznej w odniesieniu do odpowiedniego zadania pomiarowego.

W przypadku gdy zachodzi konieczność wymiany przyrządu pomiarowego z powodu jego nieprawidłowego działania lub z uwagi na to, że kalibracja wykazała, iż przestał on spełniać wymagania, należy zastąpić go przyrządem zapewniającym uzyskanie tego samego lub mniejszego poziomu niepewności w porównaniu z istniejącym przyrządem.

B.4.4 *Zalecane udoskonalenie*

Za zalecane udoskonalenie uważa się osiągnięcie niepewności pomiaru współmiernej do całkowitej emisji strumienia materiałów wsadowych lub źródła emisji, przy najniższej niepewności dotyczącej największych części emisji. Do celów orientacyjnych, w przypadku emisji przekraczających 500 000 t CO₂ rocznie niepewność w całym okresie sprawozdawczym, z uwzględnieniem zmian zapasów, jeśli takie zmiany zachodzą, powinna wynosić 1,5 % lub mniej. W przypadku emisji poniżej 10 000 t CO₂ rocznie dopuszczalna jest niepewność poniżej 7,5 %.

B.5 **Wymogi w zakresie współczynników obliczeniowych dotyczących CO₂**

B.5.1 *Metody wyznaczania współczynników obliczeniowych*

W celu wyznaczenia współczynników obliczeniowych wymaganych na potrzeby metodyki opartej na obliczeniach można wybrać jedną z poniższych metod:

- korzystanie z wartości standardowych;
- korzystanie z danych przybliżonych opartych na empirycznych korelacjach między odpowiednim współczynnikiem obliczeniowym a innymi parametrami, które łatwiej jest zmierzyć;
- korzystanie z wartości opartych na analizie laboratoryjnej.

Współczynniki obliczeniowe wyznacza się w sposób spójny ze stanem wykorzystanym w związku z danymi dotyczącymi działalności, odnosząc się do stanu paliwa lub materiału, w którym kupuje się paliwo lub materiał bądź używa się go w procesie powodującym emisję, zanim wyschnie lub zostanie poddany innemu przetworzeniu na potrzeby analizy laboratoryjnej. Jeśli prowadzi to do nieracjonalnych kosztów lub jeśli można osiągnąć większą dokładność, można zgłaszać dane dotyczące działalności i współczynniki obliczeniowe w sposób spójny, odnosząc się do stanu, w którym przeprowadzono analizy laboratoryjne.

B.5.2 *Obowiązujące wartości standardowe*

Wartości standardowe typu I należy stosować tylko wówczas, gdy dla tego samego parametru i materiału lub paliwa nie jest dostępna wartość standardowa typu II.

Wartości standardowe typu I to:

- współczynniki standardowe określone w pkt G,
- współczynniki standardowe zawarte w najnowszych wytycznych IPCC dotyczących wykazów gazów cieplarnianych ⁽¹⁾,
- wartości oparte na analizach laboratoryjnych przeprowadzonych w przeszłości, nie wcześniej niż przed pięcioma laty, i uznanych za reprezentatywne dla danego paliwa lub materiału.

Wartości standardowe typu II to:

- współczynniki standardowe stosowane przez kraj, w którym znajduje się instalacja, w ostatniej krajowej inwentaryzacji przekazanej do Sekretariatu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu,
- wartości ogłoszone przez krajowe instytucje badawcze, organy publiczne, organy normalizacyjne, urzędy statystyczne itp. na potrzeby bardziej zdezagregowanej sprawozdawczości dotyczącej emisji niż opisana w lit. a),
- wartości określone i gwarantowane przez dostawcę paliwa lub materiału, jeśli istnieją dowody, że zawartość węgla pierwiastkowego wykazuje 95 % przedział ufności nieprzekraczający 1 %,
- wartości stechiometryczne dotyczące zawartości węgla pierwiastkowego i powiązane wartości określone na podstawie literatury dotyczącej NCV czystej substancji,
- wartości oparte na analizach laboratoryjnych przeprowadzonych w przeszłości, nie wcześniej niż przed dwoma laty, i uznanych za reprezentatywne dla danego paliwa lub materiału.

⁽¹⁾ Międzyrządowy Zespół ONZ ds. Zmian Klimatu (IPCC): Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych.

Aby zapewnić spójność na przestrzeni czasu, wszelkie stosowane wartości standardowe określa się w planie monitorowania i można zmieniać je tylko wówczas, gdy istnieją dowody na to, że nowa wartość jest bardziej odpowiednia i reprezentatywna dla stosowanego paliwa lub materiału niż poprzednia. Jeśli wartości standardowe zmieniają się z roku na rok, w planie monitorowania określa się – zamiast samej wartości – właściwe autorytatywne źródło danej wartości.

B.5.3 *Ustalanie korelacji na potrzeby określania danych przybliżonych*

Dane przybliżone dotyczące zawartości węgla pierwiastkowego lub współczynnika emisji można określić na podstawie następujących parametrów, w połączeniu z korelacją empiryczną ustalaną co najmniej raz w roku zgodnie z wymogami dotyczącymi analiz laboratoryjnych podanymi w pkt B.5.4:

- pomiar gęstości określonych olejów lub gazów, w tym wspólnych dla rafinerii lub dla przemysłu stalowego,
- wartość opałowa poszczególnych typów węgla.

Korelacja musi spełniać wymogi dobrej praktyki przemysłowej i może być stosowana wyłącznie do wartości przybliżonych wchodzących w zakres, dla którego została określona.

B.5.4 *Wymogi dotyczące analiz laboratoryjnych*

W przypadku gdy do określenia właściwości (w tym wilgotności, czystości, stężenia, zawartości węgla pierwiastkowego, frakcji biomasy, wartości opałowej, gęstości) produktów, materiałów, paliw lub gazów odlotowych lub do ustalenia korelacji między parametrami w celu pośredniego określenia niezbędnych danych wymagane jest przeprowadzenie analiz laboratoryjnych, analizy te muszą być zgodne z wymogami niniejszym punkcie.

Wyniki analizy wykorzystuje się wyłącznie w odniesieniu do okresu dostawy bądź partii paliwa lub materiału, którego próbki pobrano i dla którego próbki miały być reprezentatywne. Wyznaczając określony parametr, wykorzystuje się wyniki wszystkich analiz przeprowadzonych w odniesieniu do takiego parametru.

B.5.4.1 *Stosowanie norm*

Wszelkie analizy, pobieranie próbek, kalibracje i walidacje do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych prowadzi się z zastosowaniem metod opartych na odpowiednich normach ISO. Jeżeli normy takie są niedostępne, stosuje się metody oparte na odpowiednich normach EN lub normach krajowych. Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, można stosować odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.

B.5.4.2 *Zalecenia dotyczące planu pobierania próbek i minimalnej częstotliwości analiz*

Zaleca się stosowanie minimalnych częstotliwości analiz odnośnych paliw i materiałów, wymienionych w tabeli 1 w niniejszym punkcie. Inną częstotliwość analiz można stosować w następujących przypadkach:

- gdy w tabeli 1 nie podano wymaganej minimalnej częstotliwości,
- gdy minimalna częstotliwość wymieniona w tabeli 1 prowadziłaby do nieracjonalnych kosztów,
- gdy można wykazać, że z danych historycznych, w tym wyników analiz dotyczących odnośnych paliw lub materiałów w okresie sprawozdawczym bezpośrednio poprzedzającym aktualny okres sprawozdawczy, wynika, że wszelka zmienność wyników analiz dotyczących odnośnego paliwa lub materiału nie przekracza 1/3 wartości niepewności w odniesieniu do wyznaczania wartości danych dotyczących działalności związanych z odnośnym paliwem lub materiałem.

W przypadku gdy instalacja działa wyłącznie przez część roku lub gdy paliwa lub materiały są dostarczane w partiach zużywanych w okresie dłuższym niż okres sprawozdawczy, można wybrać bardziej odpowiedni harmonogram analiz, pod warunkiem że w rezultacie otrzymuje się niepewność porównywalną do niepewności, o której mowa w akapicie pierwszym lit. c).

Tabela 1

Minimalne częstotliwości analiz

Paliwo/materiał	Minimalna częstotliwość analiz
Gaz ziemny	Co najmniej raz na tydzień
Inne gazy, w szczególności gaz do syntezy i gazy z procesów technologicznych, takie jak: mieszanina gazów rafineryjnych, gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, gaz konwertorowy, gaz z wydobycia ropy naftowej i gaz z wydobycia gazu ziemnego	Co najmniej raz dziennie – przy zastosowaniu właściwych procedur w różnych porach dnia
Oleje opałowe (np. lekki, średni i ciężki olej opałowy, bitum)	Co 20 000 ton paliwa i co najmniej sześć razy do roku
Węgiel, węgiel koksujący, koks ponaftowy, torf	Co 20 000 ton paliwa/materiału i co najmniej sześć razy do roku
Pozostałe paliwa	Co 10 000 ton paliwa i co najmniej cztery razy do roku
Nieprzetworzone odpady stałe (czyste kopaliny lub mieszanina biomasy i kopaliny)	Co 5 000 ton odpadów i co najmniej cztery razy do roku
Odpady płynne, wstępnie przetworzone odpady stałe	Co 10 000 ton odpadów i co najmniej cztery razy do roku
Minerały węglanowe (w tym wapień i dolomit)	Co 50 000 ton odpadów i co najmniej cztery razy do roku
Gliny i łupki	Ilości materiału odpowiadające emisji 50 000 ton CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku
Inne materiały (produkt podstawowy, pośredni i końcowy)	W zależności od rodzaju materiału i jego odmiany – ilości materiału odpowiadające emisji 50 000 ton CO ₂ i co najmniej cztery razy do roku

Próbki muszą być reprezentatywne dla całej partii lub okresu dostaw, w odniesieniu do których zostały pobrane. Aby zapewnić reprezentatywność, należy wziąć pod uwagę heterogeniczność materiału, a także wszystkie inne istotne aspekty, takie jak dostępny sprzęt do pobierania próbek, możliwe rozdzielanie faz lub lokalny rozkład wielkości cząstek, stabilność próbek itp. Zaleca się, by metodę pobierania próbek określać w planie monitorowania.

Za zalecane udoskonalenie uważa się stosowanie osobnego planu pobierania próbek dla każdego odnośnego materiału lub paliwa, zgodnego z obowiązującymi normami, zawierającego odpowiednie informacje o metodyce przygotowywania próbek, w tym o obowiązkach, lokalizacjach, częstotliwościach i ilościach, a także o metodyce przechowywania i transportu próbek.

B.5.4.3 Zalecenia dotyczące laboratoriów

Zaleca się, by laboratoria przeprowadzające analizy mające na celu wyznaczenie współczynników obliczeniowych były akredytowane zgodnie z normą ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych. Z laboratoriów nieakredytowanych można korzystać do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych wówczas, gdy istnieją dowody, że dostęp do laboratoriów akredytowanych nie jest technicznie wykonalny lub prowadziłby do nieracjonalnych kosztów, a laboratorium nieakredytowane posiada wystarczające kompetencje. Uznaje się, że laboratorium posiada wystarczające kompetencje, jeśli spełnia wszystkie poniższe warunki:

- jest ekonomicznie niezależne od operatora,
- stosuje obowiązujące standardy dotyczące wymaganych analiz,

- zatrudnia pracowników kompetentnych do wykonywania określonych przydzielonych im zadań,
- odpowiednio zarządza pobieraniem i przygotowywaniem próbek, w tym kontrolą integralności próbek,
- regularnie przeprowadza proces zapewnienia jakości w odniesieniu do kalibracji, pobierania próbek i metod analitycznych, stosując w tym celu odpowiednie metody, w tym regularny udział w programach badania biegłości, stosowanie metod analitycznych do certyfikowanych materiałów referencyjnych lub porównywanie wyników z laboratorium akredytowanym,
- odpowiednio zarządza urządzeniami, w tym przez przestrzeganie i wdrażanie procedur kalibracji, regulacji, utrzymania i naprawy urządzeń, a także prowadzenie rejestru takich działań.

B.5.5 *Zalecane metody wyznaczania współczynników obliczeniowych*

Za zalecane udoskonalenie uważa się stosowanie wartości standardowych wyłącznie w odniesieniu do strumieni materiałów wsadowych, które odpowiadają niewielkim ilościom emisji, oraz stosowanie analiz laboratoryjnych do wszystkich głównych strumieni materiałów wsadowych. Poniższa lista przedstawia mające zastosowanie metody w kolejności zgodnej ze wzrostem jakości danych:

- wartości standardowe typu I,
- wartości standardowe typu II,
- korelacje na potrzeby określania danych przybliżonych,
- analizy przeprowadzane poza kontrolą operatora, np. przez dostawcę paliwa lub materiału, zawarte w dokumentach zakupu, bez dalszych informacji na temat zastosowanych metod,
- analizy przeprowadzane w laboratoriach nieakredytowanych lub w laboratoriach akredytowanych, ale z zastosowaniem uproszczonych metod pobierania próbek,
- analizy przeprowadzane w laboratoriach akredytowanych, stosujących najlepsze praktyki w zakresie pobierania próbek.

B.6 **Wymogi dotyczące stosowania metodyki opartej na pomiarach w odniesieniu do CO₂ i N₂O**

B.6.1 *Przepisy ogólne*

W przypadku metodyki opartej na pomiarach wymagane jest korzystanie z systemu ciągłych pomiarów emisji (CEMS) zainstalowanego w odpowiednim punkcie pomiarowym.

W odniesieniu do monitorowania emisji N₂O stosowanie metodyki opartej na pomiarach jest obowiązkowe. Natomiast w przypadku CO₂ stosuje się ją tylko wówczas, gdy istnieją dowody na to, że prowadzi ona do uzyskania dokładniejszych danych niż metodyka oparta na obliczeniach. Zastosowanie mają wymogi dotyczące niepewności systemów pomiarowych zgodnie z pkt B.4.3 niniejszego załącznika.

CO emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość CO₂.

Jeżeli istnieje kilka źródeł emisji w jednej instalacji i nie można ich zmierzyć jako jednego źródła, operator mierzy emisje z takich źródeł emisji oddzielnie i sumuje wyniki, otrzymując całkowitą wielkość emisji danego gazu w okresie sprawozdawczym.

B.6.2 Metoda i obliczenia

B.6.2.1 Emisje w okresie sprawozdawczym (emisje roczne)

Całkowitą wielkość emisji ze źródła emisji w okresie sprawozdawczym wyznacza się, sumując za cały okres sprawozdawczy wszystkie wartości godzinowe zmierzonego stężenia gazów cieplarnianych pomnożone przez wartości godzinowe przepływu spalin, przy czym wartości godzinowe stanowią średnie wartości wszystkich indywidualnych wyników pomiarów w odnośnej godzinie pracy, z zastosowaniem wzoru:

$$GHG\ EM_{total}[t] = \sum_{i=1}^{HoursOp} (GHG\ conc_{hourly,i} \times V_{hourly,i}) \times 10^{-6} [t/g] \quad (\text{równanie 16})$$

gdzie:

$GHG\ EM_{total}$ oznacza całkowitą roczną wielkość emisji gazów cieplarnianych w tonach;

$GHG\ conc_{hourly,i}$ oznacza godzinowe stężenia emisji gazów cieplarnianych w g/Nm³ w przepływie spalin mierzone podczas pracy w odniesieniu do godziny lub krótszego okresu odniesienia i ;

$V_{hourly,i}$ oznacza objętość spalin w Nm³ na godzinę lub krótszy okres odniesienia i , wyznaczoną przez całkowanie przepływu w okresie odniesienia, a

$HoursOp$ oznacza łączną liczbę godzin (lub krótszych okresów odniesienia), w których stosowana jest metodyka oparta na pomiarach, w tym godziny, w odniesieniu do których dane zostały zastąpione zgodnie z pkt B.6.2.6.

Wskaźnik i odnosi się do pojedynczej godziny pracy (lub pojedynczych okresów odniesienia).

Średnie wartości godzinowe dla każdego mierzonego parametru oblicza się przed przystąpieniem do dalszego przetwarzania danych, wykorzystując wszystkie punkty danych dostępne dla takiej określonej godziny. Jeśli możliwe jest pozyskanie danych dotyczących krótszych okresów odniesienia bez ponoszenia dodatkowych kosztów, do wyznaczania rocznej wielkości emisji korzysta się z takich okresów.

B.6.2.2 Wyznaczanie stężenia gazów cieplarnianych

Stężenie branych pod uwagę gazów cieplarnianych w spalinach wyznacza się w drodze ciągłych pomiarów w reprezentatywnym punkcie, stosując jeden z następujących sposobów:

- pomiar bezpośredni stężenia gazów cieplarnianych,
- pomiar pośredni: w przypadku wysokiego stężenia w spalinach stężenie gazów cieplarnianych można obliczyć przez pośredni pomiar stężenia z uwzględnieniem zmierzonych wartości stężenia wszystkich innych składników i w strumieniu gazów z zastosowaniem następującego wzoru:

$$GHG\ conc[\%] = 100\% - \sum_i Conc_i[\%] \quad (\text{równanie 17})$$

gdzie:

$conc_i$ oznacza stężenie składnika gazowego i .

B.6.2.3 Emisje CO₂ z biomasy

W stosownych przypadkach od całkowitej zmierzonej emisji CO₂ można odjąć każdą ilość CO₂ pochodzącą z biomasy, która spełnia kryteria podane w pkt B.3.3, pod warunkiem zastosowania jednej z następujących metod w odniesieniu do ilości emisji CO₂ z biomasy:

- metodyka oparta na obliczeniach, w tym metodyki, w których wykorzystuje się analizy i pobieranie próbek na podstawie normy ISO 13833 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Oznaczanie stosunku ditlenku węgla pochodzącego z biomasy (biogenne) i węgla kopalnego – Pobieranie próbek i oznaczanie radiowęgla),
- inna metoda opierająca się na odpowiedniej normie, w tym ISO 18466 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Oznaczanie frakcji biogennej w CO₂ z gazów odlotowych przy użyciu metody bilansu).

B.6.2.4 Wyznaczanie emisji ekwiwalentu CO₂ z N₂O

W przypadku pomiarów N₂O całkowitą roczną wielkość emisji N₂O ze wszystkich źródeł emisji, mierzoną w tonach do trzech miejsc po przecinku, przelicza się na roczną wielkość CO₂e w tonach po zaokrągleniu, stosując poniższy wzór i wartości współczynnika globalnego ocieplenia (GWP) podane w pkt G:

$$CO_2e [t] = N_2O_{annual}[t] \times GWP_{N_2O} \quad (\text{równanie 18})$$

gdzie:

N₂O_{annual} oznacza całkowitą roczną wielkość emisji N₂O obliczoną zgodnie z pkt B.6.2.1.

B.6.2.5 Wyznaczanie przepływu spalin

Wartość przepływu spalin można wyznaczyć za pomocą jednej z następujących metod:

- obliczenie z zastosowaniem odpowiedniego bilansu masowego, z uwzględnieniem wszystkich istotnych parametrów od strony wejścia, w tym w przypadku emisji CO₂ co najmniej ładunków materiału wsadowego, dopływu powietrza i sprawności procesu, a także od strony wyjścia, w tym co najmniej wielkości produkcji oraz stężenia tlenu (O₂), dwutlenku siarki (SO₂) i tlenków azotu (NO_x),
- wyznaczenie w drodze ciągłego pomiaru przepływu w reprezentatywnym punkcie.

B.6.2.6 Postępowanie w przypadku luk w pomiarach

Jeśli urządzenie do prowadzenia ciągłego pomiaru danego parametru jest poza kontrolą, poza zasięgiem lub nie działa przez część godziny lub okresu odniesienia, odnośną średnią godzinową oblicza się proporcjonalnie do pozostałych punktów danych dla takiej określonej godziny lub krótszego okresu referencyjnego, pod warunkiem że dostępnych jest co najmniej 80 % maksymalnej liczby punktów danych odnoszących się do parametru.

W przypadku, gdy dostępnych jest mniej niż 80 % maksymalnej liczby punktów danych dla danego parametru, korzysta się z następujących metod.

W przypadku parametru mierzonego bezpośrednio, takiego jak stężenie, korzysta się z wartości zastępczej jako sumy średniego stężenia i dwukrotności odchylenia standardowego związanego z taką średnią, stosując następujące równanie:

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2 \sigma_c \quad (\text{równanie 19})$$

gdzie:

$\bar{C}$ oznacza średnią arytmetyczną stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności, a

σ_c oznacza najlepsze oszacowanie odchylenia standardowego stężenia określonego parametru w całym okresie sprawozdawczym lub, jeśli utracie danych towarzyszyły szczególne okoliczności, odpowiedni okres odzwierciedlający takie szczególne okoliczności.

Jeśli okres sprawozdawczy nie ma zastosowania do wyznaczania takich wartości zastępczych ze względu na znaczne zmiany technologiczne w instalacji, wybiera się inne wystarczająco reprezentatywne ramy czasowe wyznaczania średniej i odchylenia standardowego, w miarę możliwości obejmujące co najmniej sześć miesięcy.

W przypadku parametru innego niż stężenie, wartości zastępcze takiego parametru wyznacza się za pomocą odpowiedniego modelu bilansu masowego lub bilansu energii w procesie. Walidacji tego modelu dokonuje się, wykorzystując pozostałe zmierzone parametry metodyki opartej na pomiarach oraz dane w normalnych warunkach pracy, z uwzględnieniem okresu o takim samym czasie trwania, co luka w danych.

B.6.3 Wymogi dotyczące jakości

Wszystkich pomiarów dokonuje się z zastosowaniem metod opartych na normach:

- ISO 20181:2023 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości automatycznych systemów pomiarowych
- ISO 14164:1999 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Pomiar strumienia objętości gazu w kanałach – Metoda automatyczna
- inne odpowiednie normy ISO, w szczególności ISO 16911-2 (Emisja ze źródeł stacjonarnych – Manualne i automatyczne wyznaczanie prędkości i strumienia objętości w przewodach).

Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.

Uwzględnia się wszystkie istotne aspekty systemu ciągłych pomiarów, w tym lokalizację urządzeń, kalibrację, pomiary, zapewnianie jakości i kontrolę jakości.

Laboratoria przeprowadzające pomiary, kalibrację oraz ocenę odnośnych urządzeń dla systemów ciągłych pomiarów emisji muszą być akredytowane zgodnie z normą ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych lub kalibracji. Jeżeli laboratorium nie posiada takiej akredytacji, musi posiadać wystarczające kompetencje zgodnie z pkt B.5.4.3.

B.6.4 Obliczenie potwierdzające wielkości emisji

Wielkości emisji CO₂ wyznaczone z zastosowaniem metodyki opartej na pomiarach potwierdza się, obliczając roczne wielkości emisji każdego z branych pod uwagę gazów cieplarnianych w odniesieniu do tych samych źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych. W tym celu można odpowiednio uprościć wymogi określone w pkt B.4–B.6.

B.6.5 Wymogi minimalne dotyczące ciągłych pomiarów emisji

Wymogiem minimalnym jest osiągnięcie niepewności na poziomie 7,5 % emisji gazów cieplarnianych ze źródła emisji w całym okresie sprawozdawczym. W przypadku niewielkich źródeł emisji lub w wyjątkowych okolicznościach dopuszczalna niepewność może wynosić 10 %. Zalecanym udoskonaleniem jest osiągnięcie niepewności na poziomie 2,5 % przynajmniej w przypadku źródeł emisji emitujących ponad 100 000 ton kopalnego ekwiwalentu CO₂ na okres sprawozdawczy.

B.7 Wymogi dotyczące określania emisji perfluorowęglowodorów

Monitorowanie obejmuje emisje perfluorowęglowodorów (PFC) wynikające z efektów anodowych, w tym emisje niezorganizowane perfluorowęglowodorów. Emisje niewynikające z efektów anodowych określa się w oparciu o metody szacowania zgodnie z najlepszymi praktykami branżowymi, w szczególności wytycznymi Międzynarodowego Instytutu Aluminium.

Wielkość emisji PFC oblicza się, uwzględniając emisje mierzone w kanale lub kominie („emisje ze źródeł punktowych”) i emisje niezorganizowane wyznaczone z zastosowaniem wydajności zbierania kanału:

$$(\text{całkowite}) \text{ emisje PFC} = \text{emisje PFC (w kanale)} / \text{wydajność zbierania} \quad (\text{równanie 20})$$

Wydajność zbierania mierzy się po określeniu współczynników emisji właściwych dla instalacji.

Emisje CF₄ i C₂F₆ z kanału lub komina oblicza się, stosując jedną z następujących metod:

- metodę A, przewidującą rejestrację czasu trwania efektu anodowego na wanno-dobę,
- metodę B, przewidującą rejestrację nad napięcia efektu anodowego.

B.7.1 Metoda obliczeniowa A – metoda nachylenia

W celu wyznaczenia wielkości emisji PFC stosuje się następujące równania:

$$\text{emisje CF}_4 [t] = AEM \times (SEF_{CF_4} / 1\,000) \times Pr_{Al} \quad (\text{równanie 21})$$

$$\text{emisje C}_2\text{F}_6 [t] = \text{emisje CF}_4 \times F_{C_2F_6} \quad (\text{równanie 22})$$

gdzie:

AEM oznacza czas trwania efektu anodowego na wanno-dobę;

SEF_{CF_4} oznacza nachylenie współczynnika emisji wyrażone w (kg CF_4 /t produkowanego Al)/(czas trwania efektu anodowego/wanno-doba). W przypadku stosowania różnego rodzaju wanien stosuje się różne SEF, stosownie do przypadku;

Pr_{Al} oznacza produkcję pierwotnego aluminium [t] w okresie sprawozdawczym, a

$F_{C_2F_6}$ oznacza wagowy udział frakcji C_2F_6 [t C_2F_6 /t CF_4].

Czas trwania efektu anodowego na wanno-dobę wyraża częstotliwość efektów anodowych (liczba efektów anodowych/wanno-doba) pomnożoną przez średni czas trwania efektów anodowych (czas trwania efektu anodowego/wystąpienie):

$$AEM = \text{częstotliwość} \times \text{średni czas trwania} \quad (\text{równanie 23})$$

Współczynnik emisji: Współczynnik emisji dla CF_4 (nachylenie współczynnika emisji SEF_{CF_4}) wyraża ilość emitowanego CF_4 [kg] na tonę produkowanego aluminium w czasie trwania efektu anodowego na wanno-dobę. Współczynnik emisji C_2F_6 (wagowy udział frakcji $F_{C_2F_6}$) wyraża ilość emitowanego C_2F_6 [t] proporcjonalnie do ilości emitowanego CF_4 [t].

Wymóg minimalny: Stosuje się współczynniki emisji z tabeli 2 w niniejszym punkcie, właściwe dla danej technologii.

Zalecane udoskonalenie: Właściwe dla danej instalacji współczynniki emisji dla CF_4 i C_2F_6 określa się w drodze ciągłego lub okresowego pomiaru w terenie. W celu określenia tych współczynników emisji stosuje się najlepsze praktyki branżowe, w szczególności najnowsze wytyczne Międzynarodowego Instytutu Aluminium. Współczynnik emisji uwzględnia również emisje związane z efektami nieanodowymi. Każdy współczynnik emisji określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą $\pm 15\%$. Współczynniki emisji określa się co najmniej raz na trzy lata lub częściej, jeżeli jest to konieczne ze względu na istotne zmiany w instalacji. Istotne zmiany obejmują zmianę w rozkładzie czasu trwania efektu anodowego lub zmianę w algorytmie kontroli wpływające na kompozycję typów efektów anodowych lub na standardowy sposób kończenia efektu anodowego.

Tabela 2

Właściwe dla danej technologii współczynniki emisji odnoszące się do danych dotyczących działalności do celów metody nachylenia

Technologia	Współczynnik emisji dla CF_4 (SEF_{CF_4}) [(kg CF_4 /t Al)/(AE-min/wanno-doba)]	Współczynnik emisji dla C_2F_6 ($F_{C_2F_6}$) [t C_2F_6 / t CF_4]
Starszy model elektrolizera typu Prebake zasilanego punktowo (PFPB L)	0,122	0,097
Nowoczesny elektrolizer typu Prebake zasilany punktowo (PFPB M)	0,104	0,057
Nowoczesny elektrolizer typu Prebake zasilany punktowo bez w pełni zautomatyzowanych strategii uwzględniania efektów anodowych w emisjach PFC (PFPB MW)	– (!)	– (!)
Elektrolizer typu Prebake zasilany centralnie (CWPB)	0,143	0,121

Technologia	Współczynnik emisji dla CF ₄ (SEF _{CF₄}) [(kg CF ₄ /t Al)/(AE-min/wannodoba)]	Współczynnik emisji dla C ₂ F ₆ (F _{C₂F₆}) [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Elektrolizer typu Prebake zasilany bocznie (SWPB)	0,233	0,280
Elektrolizer typu Søderberga z pionowym doprowadzeniem prądu (VSS)	0,058	0,086
Elektrolizer typu Søderberga z poziomym doprowadzeniem prądu (HSS)	0,165	0,077

(¹) Operator instalacji musi określić ten współczynnik na podstawie własnych pomiarów. Jeśli nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów, należy zastosować wartości metodyki CWPB.

B.7.2 Metoda obliczeniowa B – metoda nadnapięciowa

W przypadku metody nadnapięciowej stosuje się następujące równania:

$$\text{emisje CF}_4 \text{ [t]} = \text{OVC} \times (\text{AEO}/\text{CE}) \times \text{Pr}_{\text{Al}} \times 0,001 \quad (\text{równanie 24})$$

$$\text{emisje C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} = \text{emisje CF}_4 \times F_{\text{C}_2\text{F}_6} \quad (\text{równanie 25})$$

gdzie:

OVC oznacza współczynnik nadnapięcia („współczynnik emisji”) wyrażony w kg CF₄ na tonę produkowanego aluminium na mV nadnapięcia,

AEO oznacza nadnapięcie efektu anodowego na wannę [mV] określone jako całość (czas × napięcie powyżej napięcia nominalnego) podzielone przez czas (okres) zbierania danych,

CE oznacza średnią wydajność prądową produkcji aluminium [%],

Pr_{Al} oznacza roczną produkcję pierwotnego aluminium [t], a

F_{C₂F₆} oznacza wagowy udział frakcji C₂F₆ [t C₂F₆/t CF₄].

Termin AEO/CE (nadmapięcie efektu anodowego/wydajność prądowa) wyraża całkowane w czasie średnie nadmapięcie efektu anodowego [nadmapięcie mV] w stosunku do średniej wydajności prądowej [%].

Wymóg minimalny: Stosuje się współczynniki emisji z tabeli 3 w niniejszym załączniku, właściwe dla danej technologii.

Zalecane udoskonalenie: Stosuje się właściwe dla danej instalacji współczynniki emisji dla CF₄ [(kg CF₄/t Al)/(mV)] i C₂F₆ [t C₂F₆/ t CF₄] określone w drodze ciągłego lub okresowego pomiaru w terenie. W celu określenia tych współczynników emisji stosuje się najlepsze praktyki branżowe, w szczególności najnowsze wytyczne Międzynarodowego Instytutu Aluminium. Współczynniki emisji określa się z maksymalną dopuszczalną niepewnością wynoszącą ± 15 % każdy. Współczynniki emisji określa się co najmniej raz na trzy lata lub częściej, jeżeli jest to konieczne ze względu na istotne zmiany w instalacji. Istotne zmiany obejmują zmianę w rozkładzie czasu trwania efektu anodowego lub zmianę w algorytmie kontroli wpływające na kompozycję typów efektów anodowych lub na standardowy sposób kończenia efektu anodowego.

Tabela 3

Właściwe dla danej technologii współczynniki emisji dla danych dotyczących działalności, wobec których stosowana jest metoda nadnapięciowa

Technologia	Współczynnik emisji dla CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al)/mV]	Współczynnik emisji dla C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Elektrolizer typu Prebake zasilany centralnie (CWPB)	1,16	0,121
Elektrolizer typu Prebake zasilany bocznie (SWPB)	3,65	0,252

B.7.3 Wyznaczanie emisji ekwiwalentu CO₂

Emisje ekwiwalentu CO₂ oblicza się na podstawie emisji CF₄ i C₂F₆ w przedstawiony poniżej sposób, stosując współczynniki globalnego ocieplenia wymienione w pkt G niniejszego załącznika.

$$\text{emisje PFC [t CO}_2\text{e]} = \text{emisje CF}_4 \text{ [t]} \times \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{emisje C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} \times \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6} \quad (\text{równanie 26})$$

B.8 Wymogi dotyczące przenoszenia CO₂**B.8.1 CO₂ wchodzący w skład gazów („CO₂ związany w paliwie”)**

CO₂ związany w paliwie, który jest przenoszony do instalacji, w tym zawarty w gazie ziemnym, gazach odlotowych (włącznie z gazem wielkopieczowym lub gazem koksowniczym) lub we wsadach do procesu (włącznie z gazem syntezowym), uwzględnia się we współczynniku emisji dla takiego strumienia materiału wsadowego.

Jeśli przenoszony CO₂ związany w paliwie jest emitowany (np. uwalniany do atmosfery lub spalany w pochodni), liczy się go jako emisje z instalacji, z której pochodzi.

B.8.2 Możliwość odliczania składowanego lub używanego CO₂

1) CO₂ pochodzący z węgla pierwiastkowego kopalnego i pochodzący ze spalania lub procesów prowadzących do powstawania emisji z procesów technologicznych lub wprowadzany z innych instalacji, w tym w postaci CO₂ związanego w paliwie, można rozliczać jako niewyemitowany w następujących przypadkach, pod warunkiem że spełniają one wymagania określone w ppkt 2:

- a) jeśli CO₂ jest używany w instalacji lub został przeniesiony poza tę instalację do dowolnego z poniższych obiektów:
 - instalacji służącej do wychwytywania CO₂, w której monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia,
 - instalacji lub sieci transportowej, w której monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia, w celu długoterminowego geologicznego składowania CO₂,
 - składowiska, w którym monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia, w celu długoterminowego geologicznego składowania, zapewniając warunki równoważne z warunkami określonymi w prawie Unii;
- b) jeśli CO₂ jest używany w instalacji lub przekazywany poza instalację podmiotowi, który monitoruje emisje do celów niniejszego rozporządzenia, w celu wyprodukowania produktów, w których węgiel pochodzący z CO₂ jest trwale związany chemicznie, tak aby nie przedostawał się do atmosfery podczas normalnego użytkowania, w tym podczas wszelkich zwykłych czynności mających miejsce po zakończeniu cyklu życia produktu, zgodnie z definicją zawartą w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2024/2620 ⁽²⁾.

2) CO₂ przenoszony do innej instalacji do celów wskazanych w ppkt 1 można rozliczać jako niewyemitowany wyłącznie w zakresie, w jakim w całym łańcuchu kontroli pochodzenia produktu po składowisko lub instalację, w której CO₂ jest używany, z uwzględnieniem wszystkich przewoźników, przedstawiono dowody na to, jaki ułamek CO₂ jest faktycznie składowany lub używany do wytwarzania chemicznie stabilnych produktów w porównaniu z całkowitą ilością CO₂ przeniesionego z instalacji pochodzenia. Ponadto operatorzy instalacji muszą przestrzegać zasad monitorowania określonych w pkt B.8.3.

B.8.3 Zasady monitorowania przenoszenia CO₂

Tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej po stronie instalacji lub podmiotów odbierających muszą być jasno określone w planie monitorowania. Ilość CO₂ uznaną za niewyemitowaną zgłasza się w raporcie na temat wielkości emisji zgodnie z załącznikiem IV.

⁽²⁾ 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).

Tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej po stronie instalacji lub podmiotów, z których pochodzi odebrany CO₂, muszą być jasno określone w planie monitorowania. Przyjętą ilość CO₂ zgłasza się w raporcie na temat wielkości emisji zgodnie z załącznikiem IV.

W celu wyznaczenia ilości CO₂ przenieszonego z jednej instalacji do drugiej stosuje się metodykę opartą na pomiarach.

W przypadku ilości CO₂ trwale związanego chemicznie w produktach stosuje się metodykę opartą na obliczeniach, przy czym najlepiej jest stosować bilans masowy. Zastosowane reakcje chemiczne i wszystkie istotne współczynniki stechiometryczne określa się w planie monitorowania.

Jeżeli CO₂ jest używany do celów określonych w pkt B.8.2 ppkt 1, stosuje się metody monitorowania określone w sekcjach 21–23 załącznika IV do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066 ⁽³⁾.

B.9 Wymogi sektorowe

B.9.1 Dodatkowe zasady dotyczące jednostek spalania paliw

Emisje pochodzące ze spalania obejmują wszystkie emisje CO₂ ze spalania paliw zawierających węgiel pierwiastkowy, w tym odpadów, niezależnie od jakiegokolwiek innej klasyfikacji takich emisji lub paliw. Jeżeli nie jest jasne, czy materiał stanowi paliwo, czy wsad do procesu, np. w przypadku redukcji rud metali, emisje z tego materiału monitoruje się w taki sam sposób, jak emisje pochodzące ze spalania. Uwzględnia się wszystkie stacjonarne jednostki spalania paliw, w tym kotły, palniki, turbiny, ogrzewacze, paleniska, piece do spopielenia, piece do kalcynacji, piece do prażenia, piece, osuszacze, silniki, ogniwa paliwowe, urządzenia do spalania z wykorzystaniem pętli chemicznej, pochodnie gazowe, urządzenia do wychwytywania termalnego lub katalitycznego po spalaniu.

Monitorowanie obejmuje ponadto emisje CO₂ z procesów technologicznych z oczyszczania spalin, w szczególności CO₂ z wapienia lub innych węglanów stosowanych do odsiarczania i innych podobnych procesów oczyszczania oraz z mocznika stosowanego w jednostkach de-NO_x.

B.9.1.1 Odsiarczanie i inne procesy oczyszczania kwaśnych gazów

Wielkość emisji CO₂ pochodzących z procesów, powstałych w wyniku zastosowania węglanów do oczyszczania kwaśnych gazów ze strumieni spalin oblicza się na podstawie ilości zużytych węglanów (metoda A). W przypadku odsiarczania obliczeń można też dokonać na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu (metoda B). W tym drugim przypadku współczynnik emisji jest równy stosunkowi stechiometrycznemu suchego gipsu (CaSO₄ × 2H₂O) do wyemitowanego CO₂: 0,2558 t CO₂/t gipsu.

B.9.1.2 De-NO_x

Jeżeli jako czynnik redukujący w jednostce usuwania NO_x wykorzystuje się mocznik, emisje CO₂ pochodzące z procesu, wynikające z jego stosowania oblicza się metodą A, stosując współczynnik emisji oparty na stosunku stechiometrycznym wynoszącym 0,7328 t CO₂/t mocznika.

B.9.1.3 Monitorowanie pochodni gazowych

Obliczając wielkość emisji powstających w wyniku spalania gazów w pochodniach, uwzględnia się spalanie rutynowe, a także spalanie operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych oraz upusty awaryjne). Należy uwzględnić zawartość CO₂ związanego w paliwie w gazach spalanych w pochodni.

Jeśli dokładniejsze monitorowanie nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, stosuje się referencyjny współczynnik emisji wynoszący 0,00393 t CO₂/Nm³, określony na podstawie spalania czystego etanu wykorzystywanego jako zachowawcza wartość przybliżona dla gazów spalanych w pochodniach.

Zalecanym udoskonaleniem jest wyznaczenie współczynników emisji właściwych dla instalacji określonych na podstawie szacowanego ciężaru cząsteczkowego strumienia gazu spalanego w pochodni przy wykorzystaniu modelowania procesu opartego na standardowych modelach stosowanych w przemyśle. Uwzględniając względne proporcje i ciężary cząsteczkowe każdego z dopływających strumieni, określa się ważoną średnią roczną wielkość dla ciężaru cząsteczkowego gazu spalanego w pochodni.

W przypadku danych dotyczących działalności dopuszczalna jest większa niepewność pomiaru niż w przypadku innych spalanych paliw.

⁽³⁾ 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).

B.9.2 Dodatkowe zasady dotyczące emisji z produkcji cementu klinkierowego

B.9.2.1 Dodatkowe zasady dotyczące metody A (na podstawie wsadu)

Jeżeli do określania emisji z procesów technologicznych korzysta się z metody A (na podstawie wsadu do pieca), zastosowanie mają następujące zasady szczególne:

- Jeśli pył z pieca do wypalania cementu (CKD) lub pył obejściowy opuszczają układ pieca, nie uwzględnia się powiązanych ilości surowca jako wsadu do procesu. Emisje pochodzące z CKD oblicza się osobno zgodnie z pkt B.9.2.3.
- Można scharakteryzować albo mączkę surowcową jako całość, albo oddzielne materiały wsadowe, unikając podwójnego liczenia lub pominąć w odniesieniu do materiałów zwracanych lub obejściowych. Jeśli wartość danych dotyczących działalności wyznacza się na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru, ilość netto mączki surowcowej można określić na podstawie empirycznie wyznaczonego dla danej instalacji stosunku mączki surowcowej do klinkieru. Stosunek ten należy aktualizować co najmniej raz do roku z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszych praktyk branżowych.

B.9.2.2 Dodatkowe zasady dotyczące metody B (na podstawie produkcji)

Jeżeli do określania emisji z procesów technologicznych korzysta się z metody B (na podstawie produkcji), zastosowanie mają następujące zasady szczególne:

Wartość danych dotyczących działalności wyznacza się jako produkcję klinkieru [t] w okresie sprawozdawczym w jeden z następujących sposobów:

- przez bezpośrednie ważenie klinkieru,
- na podstawie wielkości dostaw cementu, poprzez bilans materiałowy uwzględniający klinkier wysłany, klinkier dostarczony, jak również zmienność stanu zapasów klinkieru, z zastosowaniem poniższego równania:

$$Cl_{i_{prod}} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \times CCR - Cl_{i_s} + Cl_{i_d} - Cl_{i_{SV}} \quad (\text{równanie 27})$$

gdzie:

$Cl_{i_{prod}}$ oznacza ilość wyprodukowanego klinkieru wyrażoną w tonach;

Cem_{deliv} oznacza ilość dostarczonego cementu wyrażoną w tonach;

Cem_{SV} oznacza zmienność stanu zapasów cementu wyrażoną w tonach;

CCR oznacza stosunek klinkieru do cementu (tony klinkieru na tonę cementu);

Cl_{i_s} oznacza ilość dostarczonego klinkieru wyrażoną w tonach;

Cl_{i_d} oznacza ilość wysłanego klinkieru wyrażoną w tonach, a

$Cl_{i_{SV}}$ oznacza zmienność stanu zapasów klinkieru wyrażoną w tonach.

Stosunek klinkieru do cementu wyprowadza się osobno dla każdego z różnych produktów cementowych na podstawie analiz laboratoryjnych zgodnie z przepisami pkt B.5.4 albo oblicza się go jako stosunek różnicy między dostawami cementu i zmianami zapasów do wszystkich materiałów użytych jako dodatki do cementu, wliczając w to pył obejściowy i pył z pieca do wypalania cementu.

Jako wymóg minimalny w celu określenia współczynnika emisji stosuje się wartość standardową wynoszącą 0,525 t CO₂/t klinkieru.

B.9.2.3 Emisje związane ze zrzucanymi pyłami

Do emisji dodaje się emisje CO₂ z procesów technologicznych z pyłu obejściowego lub pyłu z pieca do wypalania cementu (CKD) opuszczającego układ pieca, skorygowane o współczynnik częściowej kalcynacji CKD.

Wymóg minimalny: Stosuje się współczynnik emisji wynoszący 0,525 t CO₂/t pyłu.

Zalecane udoskonalenie: Współczynnik emisji (EF) określa się co najmniej raz w roku zgodnie z przepisami pkt B.5.4 i z zastosowaniem następującego wzoru:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \times d \right) / \left(1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \times d \right) \quad (\text{równanie 28})$$

gdzie:

EF_{CKD} oznacza współczynnik emisji z pyłu z pieca do wypalania cementu uległego częściowej kalcynacji [t CO₂/t CKD];

EF_{Cli} oznacza właściwy dla danej instalacji współczynnik emisji dotyczący klinkieru [t CO₂/t klinkieru], a

d oznacza stopień kalcynacji CKD (uwolniony CO₂ jako % całkowitej ilości CO₂ z węglanów w mieszaninie surowców).

B.9.3 Dodatkowe zasady dotyczące emisji z produkcji kwasu azotowego

B.9.3.1 Ogólne zasady dotyczące pomiaru N₂O

Emisje N₂O wyznacza się za pomocą metodyki opartej na pomiarach. Stężenia N₂O w przepływie spalin z każdego źródła emisji mierzy się w reprezentatywnym punkcie umieszczonym za urządzeniami do obniżania emisji NO_x/N₂O, jeżeli takowe są stosowane. Stosuje się techniki umożliwiające pomiar stężeń N₂O wszystkich źródeł emisji zarówno w warunkach obniżonych, jak i nieobniżonych emisji. W razie potrzeby wszystkie pomiary dostosowuje się do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza je w spójny sposób.

B.9.3.2 Wyznaczanie przepływu spalin

Do monitorowania przepływu spalin stosuje się metodę bilansu masowego określoną w pkt B.6.2.5, chyba że nie jest to technicznie wykonalne. W takim przypadku można stosować metodę alternatywną, w tym inną metodę bilansu masowego opartą na istotnych parametrach, takich jak nakład amoniaku, lub wyznaczyć przepływ w drodze ciągłego pomiaru przepływu emisji.

Przepływ spalin oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$V_{flue\ gas\ flow} [Nm^3/h] = V_{air} \times (1 - O_{2,air}) / (1 - O_{2,flue\ gas}) \quad (\text{równanie 29})$$

gdzie:

V_{air} oznacza całkowity wpływ powietrza w Nm³/h w warunkach standardowych;

$O_{2,air}$ oznacza frakcję objętościową O₂ w suchym powietrzu (= 0,2095), a

$O_{2,flue\ gas}$ oznacza frakcję objętościową O₂ w spalinach.

Wartość V_{air} oblicza się jako sumę całkowitego wpływu powietrza, w szczególności powietrza pierwotnego i wtórnego oraz, w stosownych przypadkach, powietrza uszczelniającego wprowadzanego do jednostki produkcyjnej kwasu azotowego.

Wszystkie pomiary dostosowuje się do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza w spójny sposób.

B.9.3.3 Stężenia tlenu (O₂)

Jeżeli jest to konieczne do obliczenia przepływu spalin zgodnie z pkt B.9.3.2, mierzy się stężenia tlenu w spalinach, stosując wymogi określone w pkt B.6.2.2. Wszystkie pomiary dostosowuje się do wartości bazowej gazu suchego i zgłasza w spójny sposób.

C. PRZEPŁYWY CIEPŁA

C.1 Zasady określania mierzalnego ciepła netto

C.1.1 Zasady

Wszystkie wyszczególnione ilości mierzalnego ciepła zawsze odnoszą się do ilości netto mierzalnego ciepła, określonej jako zawartość ciepła (entalpia) przepływu ciepła przekazanego do procesu zużywającego ciepło lub zewnętrznego użytkownika, pomniejszona o zawartość ciepła przepływu powrotnego.

W sprawności systemu ogrzewania i w emisjach wbudowanych związanych z towarami uwzględnia się procesy zużywające ciepło niezbędne do zarządzania produkcją i dystrybucją ciepła, na przykład odpowietrzanie, przygotowywanie wody uzupełniającej i regularne przedmuchiwania.

Jeżeli ten sam nośnik ciepła jest stosowany przez szereg następujących po sobie procesów i jego ciepło jest zużywane, począwszy od różnych poziomów temperatury, ilość ciepła zużytego przez każdy proces zużywający ciepło określa się oddzielnie, chyba że procesy te wchodzą w skład ogólnego procesu produkcji tych samych towarów. Ponowne rozgrzewanie nośnika między następującymi po sobie procesami zużywającymi ciepło traktuje się jako dodatkowe wytwarzanie ciepła.

W przypadku gdy ciepło jest zużywane do zapewnienia schładzania za pomocą absorpcyjnych procesów schładzania, procesy te uważa się za procesy zużywania ciepła.

C.1.2 Metodyka określania ilości netto mierzalnego ciepła

W celu dokonania wyboru źródeł danych do ujęcia ilościowego przepływów energii zgodnie z art. 4 należy rozważyć następujące metody określania ilości netto mierzalnego ciepła:

C.1.2.1 Metoda 1: wykorzystanie pomiarów

Zgodnie z tą metodą dokonuje się pomiaru wszystkich istotnych parametrów, w szczególności temperatury, ciśnienia, stanu nośnika ciepła, zarówno przekazanego, jak i powracającego. W przypadku pary stan nośnika odnosi się do nasycenia lub stopnia przegrzania. Dokonuje się pomiaru (objętościowego) natężenia przepływu nośnika ciepła. W oparciu o zmierzone wartości określa się entalpię i objętość właściwą nośnika ciepła za pomocą odpowiednich tablic parowych lub oprogramowania inżynierskiego.

Masowe natężenie przepływów nośnika oblicza się jako

$$\dot{m} = \dot{V} / v \quad (\text{równanie 30})$$

gdzie:

$\dot{m}$ oznacza masowe natężenie przepływów wyrażone w kg/s;

$\dot{V}$ oznacza objętościowe natężenie przepływu wyrażone w m³/s, a

v oznacza objętość właściwą wyrażoną w m³/kg.

Ponieważ masowe natężenie przepływów uznaje się za takie samo dla przekazanego i powracającego nośnika, natężenie przepływów ciepła oblicza się, wykorzystując różnice w entalpii między przepływem przekazywanym a powracającym, zgodnie z poniższym:

$$\dot{Q} = (h_{\text{flow}} - h_{\text{return}}) \times \dot{m} \quad (\text{równanie 31})$$

gdzie:

$\dot{Q}$ oznacza natężenie przepływów ciepła wyrażone w kJ/s;

h_{flow} oznacza entalpię właściwą przepływu przekazywanego wyrażoną w kJ/kg;

h_{return} oznacza entalpię właściwą przepływu powracającego wyrażoną w kJ/kg, a

$\dot{m}$ oznacza masowe natężenie przepływów wyrażone w kg/s.

W przypadku pary lub gorącej wody wykorzystywanej jako nośnik ciepła, gdzie kondensat nie powraca, lub gdy oszacowanie entalpii kondensatu powracającego nie jest wykonalne, h_{return} określa się na podstawie temperatury wynoszącej 90 °C.

Jeżeli wiadomo, że masowe natężenia przepływów nie są identyczne, stosuje się następujące kroki:

- jeżeli istnieje dowód na to, że kondensat pozostaje wewnątrz produktu (np. w procesach wtryskiwania pary wodnej), odpowiedniej ilości entalpii kondensatu nie odejmuje się,
- w przypadku nośnika ciepła, o którym wiadomo, że został utracony (np. wskutek wycieku lub odprowadzenia do ścieków), od masowego natężenia przepływów nośnika przekazywanego ciepła odejmuje się szacunkową wartość odpowiedniego natężenia przepływów.

W zależności od dostępnych urządzeń pomiarowych i technik przetwarzania danych w celu określenia rocznych przepływów ciepła netto na podstawie powyższych danych stosuje się jedną z następujących metod:

- określa się roczne średnie wartości parametrów, ustalając roczną średnią entalpię nośnika przekazywanego lub powracającego ciepła, i mnoży się je przez całkowite roczne masowe przepływy, stosując równanie 31,
- określa się godzinowe wartości przepływu ciepła i dodaje się te wartości do rocznego całkowitego czasu eksploatacji systemu ogrzewania. W stosownych przypadkach godzinowe wartości można zastąpić, w zależności od systemu przetwarzania danych, innymi przedziałami czasu.

C.1.2.2 Metoda 2: obliczenie wartości przybliżonych na podstawie zmierzonej sprawności

Ilości mierzalnego ciepła netto określa się na podstawie zużytego paliwa i zmierzonej sprawności w odniesieniu do wytwarzania i przesyłu ciepła:

$$Q = \eta_H \times E_{In} \quad (\text{równanie 32})$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \times NCV_i \quad (\text{równanie 33})$$

gdzie:

Q oznacza ilość ciepła wyrażoną w TJ;

η_H oznacza zmierzoną sprawność wytwarzania i przesyłu ciepła;

E_{In} oznacza energię wejściową z paliw;

AD_i oznacza dane dotyczące rocznej działalności (tj. zużyte ilości) związanej z paliwami i , a

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i .

Pomiaru wartości η_H albo dokonuje się przez odpowiednio długi okres, uwzględniający w odpowiednim stopniu poszczególne stany obciążeń instalacji, albo wartość tę ustala się na podstawie dokumentacji producenta. W tym względzie należy wziąć pod uwagę krzywą konkretnego obciążenia częściowego, stosując roczny współczynnik obciążenia w następujący sposób:

$$L_F = \frac{E_{In}}{E_{Max}} \quad (\text{równanie 34})$$

gdzie:

L_F oznacza współczynnik obciążenia;

E_{In} oznacza energię wejściową określoną za pomocą równania 33 za dany okres sprawozdawczy, a

E_{Max} oznacza maksymalne zużycie paliwa, jeżeli jednostka wytwarzająca ciepło działała przy 100 % obciążeniu nominalnym w całym roku kalendarzowym.

Sprawność opiera się na sytuacji, w której całość kondensatu powraca do procesu. W przypadku kondensatu powracającego przyjmuje się temperaturę wynoszącą 90 °C.

C.1.2.3 Metoda 3: obliczenie wartości przybliżonych na podstawie sprawności referencyjnej

Metoda ta jest identyczna z metodą 3, ale w równaniu 32 stosuje się sprawność referencyjną wynoszącą 70 % ($\eta_{Ref,H} = 0,7$).

C.1.3 Przepisy szczególne

W przypadku gdy instalacja zużywa mierzalne ciepło wytwarzane w egzotermicznych procesach chemicznych innych niż spalanie, takich jak produkcja amoniaku lub kwasu azotowego, ilość zużytego ciepła określa się oddzielnie od innego mierzalnego ciepła i ilości tej przypisuje się zerową emisję ekwiwalentu CO₂.

D. ENERGIA ELEKTRYCZNA**D.1 Obliczanie emisji związanych z energią elektryczną**

Emisje związane z produkcją lub zużyciem energii elektrycznej oblicza się za pomocą następującego równania:

$$Em_{el} = E_{el} \times EF_{el} \quad (\text{równanie 35})$$

gdzie:

Em_{el} oznacza emisje związane z wyprodukowaną lub zużytą energią elektryczną, wyrażone w t CO₂;

E_{el} oznacza wyprodukowaną lub zużytą energię elektryczną wyrażoną w MWh, a

EF_{el} oznacza współczynnik emisji dla użytej energii elektrycznej, wyrażony w t CO₂/MWh.

D.2 Zasady ustalania współczynnika emisji energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii

Do ustalenia wielkości specyficznych emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną importowaną na obszar celny Unii zastosowanie mają wyłącznie emisje bezpośrednie zgodnie z pkt 2 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

Współczynnik emisji do obliczania specyficznych emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną ustala się w następujący sposób:

- stosuje się specyficzną wartość domyślną dla państwa trzeciego, grupy państw trzecich lub regionu w państwie trzecim, jako odpowiedni współczynnik emisji CO₂ określony w pkt D.2.1,
- w przypadku gdy specyficzna wartość domyślna, o której mowa w lit. a), nie jest dostępna, stosuje się współczynnik emisji CO₂ w UE określony w pkt D.2.2,
- w przypadku gdy państwo lub grupa państw trzecich przedstawi wystarczające dowody oparte na oficjalnych i publicznych informacjach, potwierdzające, że współczynnik emisji CO₂ w państwie trzecim, grupie państw trzecich lub regionie w państwie trzecim, z którego lub której importowana jest energia elektryczna, jest niższy niż wartości, o których mowa w lit. a) i b), oraz w przypadku gdy spełnione są warunki określone w pkt D.2.3, stosowane będą alternatywne wartości domyślne określone na podstawie dostępnych i wiarygodnych danych,
- zamiast wartości domyślnych upoważniony zgłaszający CBAM może do obliczenia emisji wbudowanych związanych z importowaną energią elektryczną zastosować rzeczywiste emisje wbudowane, jeżeli za pomocą dowodów określonych w pkt D.2.4 niniejszego załącznika można wykazać, że spełnione są łączne kryteria a)–d) określone w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, a obliczenie opiera się na danych określonych zgodnie z niniejszym załącznikiem przez producenta energii elektrycznej, obliczonych z wykorzystaniem pkt D.4.1 lub D.4.2 niniejszego załącznika.

D.2.1 Współczynnik emisji CO₂ oparty na specyficznych wartościach domyślnych

Zgodnie z pkt 4.2.1 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 stosuje się współczynniki emisji CO₂ w państwie trzecim, grupie państw trzecich lub regionie w państwie trzecim na podstawie najlepszych dostępnych danych.

D.2.2 Współczynnik emisji CO₂ w UE

Zgodnie z pkt 4.2.2 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 stosuje się współczynnik emisji CO₂ przyjęty dla Unii.

D.2.3 Współczynnik emisji CO₂ oparty na alternatywnych wiarygodnych danych

Do celów pkt D.2 lit. c) można stosować alternatywne wartości domyślne w odniesieniu do energii elektrycznej importowanej z danego państwa trzeciego w danym roku, jeżeli państwo trzecie lub grupa państw trzecich przedstawi Komisji do dnia 30 czerwca danego roku zbiory danych pochodzące z wiarygodnych alternatywnych oficjalnych źródeł, w tym statystyk krajowych, wykazujące, że współczynnik emisji CO₂ obliczony na podstawie równań 36 i 37 jest niższy niż współczynnik emisji CO₂ określony zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956. W przypadku gdy Komisja uzna dostarczone alternatywne oficjalne źródła za wiarygodne, zmienia – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca następnego roku – odpowiednie wartości domyślne. Zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do energii elektrycznej importowanej w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł.

W przypadku gdy państwo trzecie lub grupa państw trzecich dostarczy zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł po dniu 30 czerwca danego roku, a Komisja uzna je za wiarygodne, zmienia ona – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca drugiego roku następującego po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł – odpowiednie wartości domyślne. Zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do energii elektrycznej importowanej w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł. W przypadku gdy Komisji uda się zmienić odpowiednie wartości domyślne w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł, i przed terminem składania deklaracji CBAM zgodnie z art. 6 rozporządzenia (UE) 2023/956, zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do energii elektrycznej importowanej w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł.

Alternatywny współczynnik emisji CO₂ oblicza się na podstawie średniej rocznej współczynników emisji CO₂ za ostatni okres pięciu lat, za który dostępne są wiarygodne dane.

W tym celu roczne współczynniki emisji CO₂ oblicza się na podstawie następującego równania:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{równanie 36})$$

gdzie:

$Em_{el,y}$ oznacza roczny współczynnik emisji CO₂ dla wszystkich technologii opartych na paliwach kopalnych w danym roku w państwie trzecim, grupie państw trzecich lub regionie w państwie trzecim, mogącym lub mogącej eksportować energię elektryczną do UE;

$E_{el,y}$ oznacza całkowitą produkcję energii elektrycznej brutto ze wszystkich technologii opartych na paliwach kopalnych w danym roku; EF_i oznacza współczynnik emisji CO₂ dla każdej technologii opartej na paliwach kopalnych „i”, a

$E_{el,i,y}$ oznacza roczną produkcję energii elektrycznej brutto dla każdej technologii opartej na paliwach kopalnych „i”.

Współczynnik emisji CO₂ oblicza się jako średnią kroczącą z tych lat, począwszy od bieżącego roku minus dwa, na podstawie następującego równania:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{równanie 37})$$

gdzie:

Em_{el} oznacza współczynnik emisji CO₂ wynikający ze średniej kroczącej rocznych współczynników emisji CO₂ z pięciu poprzednich lat, począwszy od bieżącego roku minus dwa do bieżącego roku minus sześć;

$Em_{el,y}$ oznacza współczynnik emisji CO₂ dla każdego roku „i”;

i oznacza wskaźnik zmienny dla rozpatrywanych lat, a

y oznacza bieżący rok.

Jeśli dostępne będą nowsze wiarygodne dane, średnią kroczącą można wyznaczyć dla okresu od roku poprzedzającego rok bieżący do pięciu lat wstecz.

D.2.4 Dowody wymagane do wykorzystania rzeczywistych emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną importowaną do Unii

Zgodnie z pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 zamiast wartości domyślnych upoważniony zgłaszający CBAM może do obliczenia emisji wbudowanych związanych z daną ilością importowanej energii elektrycznej zastosować rzeczywiste emisje wbudowane, jeżeli spełnione są łączne kryteria lit. a)–d) określone w tym punkcie.

Należy przedstawić następujące dowody w celu wykazania, że spełnione są kryteria wymagane do uzasadnienia stosowania rzeczywistych emisji zgodnie z pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

- W odniesieniu do kryterium lit. a) określonego w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - a) dowody mające formę umowy wykazujące istnienie umowy zakupu energii elektrycznej (PPA), zawartej bezpośrednio między upoważnionym zgłaszającym CBAM a producentem energii elektrycznej mającym siedzibę w państwie trzecim, dotyczącej fizycznej dostawy energii elektrycznej. PPA musi mieć zastosowanie w momencie importu energii elektrycznej, w odniesieniu do którego wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji, i obejmować co najmniej ilość energii elektrycznej, w odniesieniu do której wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji. W przypadku gdy PPA została zawarta przez pośrednika, dowody mające formę umowy muszą wykazywać, że trzy umawiające się strony zawarły tylko jedną umowę.
- W odniesieniu do kryterium lit. b) określonego w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 – jeden z następujących dowodów:
 - a) schemat jednokreskowy wykazujący istnienie bezpośredniego połączenia między instalacją wytwarzającą energię elektryczną a unijnym systemem przesyłowym;
 - b) dokumentację w formie pisemnej, pochodzącą od operatora systemu przesyłowego albo od innego podmiotu mającego dostęp do odpowiednich informacji, potwierdzającą, że w momencie eksportu, ustalonym z dokładnością co do godziny, nie doszło do fizycznego przeciążenia sieci w żadnym punkcie sieci między tą instalacją a unijnym systemem przesyłowym.
- W odniesieniu do kryterium lit. c) określonego w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - a) dane, z których wynika, że instalacja wytwarzająca energię elektryczną nie emituje więcej niż 550 gramów CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kilowatogodzinę energii elektrycznej.
- W odniesieniu do kryterium lit. d) określonego w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - a) dokumentację w formie pisemnej, pochodzącą od osoby, która przypisała odpowiednią przepustowość w połączeniu wzajemnym, albo od właściwego operatora systemu przesyłowego, wykazującą, że dana ilość energii elektrycznej została przypisana w kraju pochodzenia, kraju przeznaczenia oraz, w stosownych przypadkach, w każdym państwie tranzytu, oraz potwierdzającą okres, do którego odnosi się przedmiotowe przypisanie przepustowości; oraz
 - b) dane z inteligentnego systemu opomiarowania wykazujące, że produkcja odpowiedniej ilości energii elektrycznej przez instalację miała miejsce w tym samym okresie pomiaru co przypisanie przepustowości. Okres ten nie może przekraczać jednej godziny.
- W odniesieniu do kryteriów lit. e) określonych w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - a) miesięczne sprawozdania okresowe zawierające dowody określone w niniejszym punkcie, wykazujące, w jaki sposób spełnione są kryteria a)–d) określone w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

D.3 Zasady określania ilości energii elektrycznej wykorzystanej do produkcji towarów innych niż energia elektryczna

Pomiary ilości energii elektrycznej na potrzeby określania emisji wbudowanych muszą odnosić się do mocy czynnej, a nie mocy pozornej (moc zespolona). Pomiarowi podlega wyłącznie składowa mocy czynnej, a moc bierną pomija się.

W przypadku produkcji energii elektrycznej poziom działalności odnosi się do energii elektrycznej netto opuszczającej granice systemowe elektrowni lub jednostki kogeneracyjnej, po odjęciu energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne.

D.4 Zasady określania pośrednich emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną wykorzystaną do produkcji towarów innych niż energia elektryczna

Współczynniki emisji dla energii elektrycznej ustala się na podstawie:

- średniego współczynnika emisji sieci elektroenergetycznej w kraju pochodzenia, udostępnionego zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, albo
- jeżeli przedstawiono wystarczające dowody oparte na urzędowych i publicznie dostępnych informacjach w celu wykazania, że średni współczynnik emisji sieci państwa trzeciego lub grupy państw trzecich, w których wyprodukowano energię elektryczną, jest niższy niż wartości ustalone zgodnie z lit. a), ustala się alternatywną wartość domyślną zgodnie z pkt D.4.4,
- można stosować współczynniki rzeczywistych emisji dla energii elektrycznej zgodnie z pkt D.4.1–D.4.3.

D.4.1 Współczynnik emisji energii elektrycznej wytwarzanej metodami innymi niż kogeneracja

Jeżeli spełnione są kryteria stosowania rzeczywistych emisji w odniesieniu do energii elektrycznej lub emisji pośrednich określone w załączniku IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, w przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wyniku spalania paliw, z wyjątkiem energii elektrycznej wytwarzanej w procesie kogeneracji, współczynnik emisji energii elektrycznej EF_{EI} ustala się na podstawie odpowiedniego koszyka energetycznego, a emisje, które można przypisać do produkcji energii elektrycznej, oblicza się w następujący sposób:

$$EF_{EI} = (\sum AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC}) / El_{prod} \quad (\text{równanie 38})$$

gdzie:

AD_i oznacza dane dotyczące rocznej działalności (tj. zużyte ilości) związanej z paliwami i zużytymi do wytwarzania energii elektrycznej, wyrażone w tonach lub Nm^3 ;

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i wyrażoną w TJ/t lub TJ/Nm^3 ;

EF_i oznacza współczynnik emisji paliw i wyrażony w $t\ CO_2/TJ$;

Em_{FGC} oznacza emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin wyrażone w tonach CO_2 , a

El_{prod} oznacza ilość wytworzonej energii elektrycznej netto wyrażoną w MWh . Może ona obejmować ilości energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł innych niż spalanie paliw.

W przypadku gdy w skład wykorzystywanego miksu paliwowego wchodzi gaz odlotowy i gdy współczynnik emisji gazu odlotowego jest wyższy niż standardowy współczynnik emisji gazu ziemnego podany w tabeli 1 w pkt G, do obliczenia EF_{EI} stosuje się ten standardowy współczynnik emisji, a nie współczynnik emisji gazu odlotowego.

D.4.2 Współczynnik emisji energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji

Jeżeli spełnione są kryteria stosowania rzeczywistych emisji w odniesieniu do emisji pośrednich określone w załączniku IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, współczynnik emisji wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji ustala się zgodnie z załącznikiem III pkt A.2.2.

D.4.3 Dowody wymagane do wykorzystania rzeczywistych pośrednich emisji wbudowanych

Zgodnie z sekcją 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 zamiast wartości domyślnych upoważniony zgłaszający CBAM może do obliczenia pośrednich emisji wbudowanych zastosować rzeczywiste emisje wbudowane, jeżeli spełnione są wymagane kryteria. Jeżeli kryteria są spełnione, współczynnik emisji ustala się zgodnie z pkt D.4.1 lub D.4.2 niniejszego załącznika.

Należy przedstawić wymienione poniżej dowody w celu wykazania, że spełnione są kryteria wymagane do uzasadnienia stosowania rzeczywistych emisji wbudowanych w odniesieniu do emisji pośrednich zgodnie z pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

- W celu wykazania bezpośredniego powiązania pod względem technicznym:
 - a) schemat jednokreskowy wykazujący istnienie bezpośredniego powiązania pod względem technicznym między instalacją, w której produkowany jest importowany towar, a źródłem wytwarzania energii elektrycznej;
 - b) dane z inteligentnego systemu opomiarowania wykazujące, że ilość energii elektrycznej, w odniesieniu do której wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji, została wyprodukowana przez instalację wytwarzającą energię elektryczną przyłączoną bezpośrednim powiązaniem pod względem technicznym oraz wskazujące czas, w którym produkcja energii elektrycznej miała miejsce, w odniesieniu do okresów pomiaru nieprzekraczających godziny;
 - c) dane z inteligentnego systemu opomiarowania wykazujące, że ilość energii elektrycznej, w odniesieniu do której wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji, została dostarczona – w tym samym okresie pomiaru nieprzekraczającym jednej godziny – do instalacji przyłączonej bezpośrednim powiązaniem pod względem technicznym i wytwarzającej towar wymieniony w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956;
 - d) w przypadku gdy bezpośrednie powiązanie pod względem technicznym łączy wiele instalacji wytwarzających energię elektryczną z co najmniej jedną instalacją produkującą towar wymieniony w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 – umowa między operatorami tych dwóch instalacji zobowiązująca do dostarczenia co najmniej ilości energii elektrycznej, w odniesieniu do której wnioskuje się o wykorzystanie rzeczywistych emisji między tymi instalacjami. W przypadku gdy instalacja do produkcji energii elektrycznej i instalacja produkująca towar wymieniony w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 są własnością tego samego podmiotu prawnego – wewnątrzgrupowa umowa odbioru zobowiązująca do dostawy co najmniej odpowiedniej ilości energii elektrycznej.
- W celu wykazania zawarcia umowy zakupu energii elektrycznej:
 - a) dowody mające formę umowy wykazujące istnienie PPA, zawartej bezpośrednio między instalacją produkującą towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 a producentem energii elektrycznej mającym siedzibę w państwie trzecim, dotyczącej fizycznej dostawy energii elektrycznej. W przypadku gdy PPA została zawarta przez pośrednika, dowody mające formę umowy muszą wykazywać, że trzy umawiające się strony zawarły tylko jedną umowę;
 - b) dane z inteligentnego systemu opomiarowania wykazujące, że dana ilość energii elektrycznej została wyprodukowana przez instalację wytwarzającą energię elektryczną, i potwierdzające okres produkcji;
 - c) dane z inteligentnego systemu opomiarowania wykazujące, że w tym samym okresie pomiaru, który nie może przekraczać jednej godziny, dostarczono równoważną ilość energii elektrycznej do instalacji produkującej towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956;
 - d) dokumentacja w formie pisemnej, pochodząca od operatorów systemów przesyłowych, organów publicznych albo z innych źródeł istotnych i wiarygodnych informacji publicznych, wykazująca fizyczne połączenie z siecią między instalacją wytwarzającą energię elektryczną a instalacją produkującą towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956.

D.4.4 Współczynnik emisji oparty na alternatywnych wiarygodnych danych

Do celów pkt D.4 ppkt 2 można stosować alternatywne wartości domyślne w odniesieniu do energii elektrycznej wykorzystanej do produkcji towarów przywiezionych w danym roku, jeżeli państwo trzecie lub grupa państw trzecich wykaże Komisji, do dnia 30 czerwca danego roku, na podstawie zbiorów danych pochodzących z wiarygodnych alternatywnych oficjalnych źródeł, w tym statystyk krajowych, że średnia pięcioletnia intensywność emisji związanych z siecią elektroenergetyczną państwa trzeciego obliczona w ten sposób na podstawie równań 45 i 56 jest niższa niż intensywność określona zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956. W przypadku gdy Komisja uzna dostarczone alternatywne oficjalne źródła za wiarygodne, zmienia – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca następnego roku – wartość domyślną dla energii elektrycznej w odniesieniu do tego państwa trzeciego lub tej grupy państw trzecich. Zmieniona wartość domyślna ma zastosowanie do energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji towarów przywiezionych w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł.

W przypadku gdy państwo trzecie lub grupa państw trzecich dostarczy zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł po dniu 30 czerwca danego roku, a Komisja uzna je za wiarygodne, zmienia ona – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca drugiego roku następującego po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł – wartość domyślną dla energii elektrycznej w odniesieniu do tego państwa trzeciego lub tej grupy państw trzecich. Zmieniona wartość domyślna ma zastosowanie do energii elektrycznej wykorzystanej do produkcji towarów przywiezionych w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł. W przypadku gdy Komisji uda się zmienić odpowiednie wartości domyślne w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł, i przed terminem składania deklaracji CBAM zgodnie z art. 6 rozporządzenia (UE) 2023/956, zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do energii elektrycznej wykorzystanej do produkcji towarów przywiezionych w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych źródeł urzędowych.

Współczynnik emisji oblicza się na podstawie średniej arytmetycznej współczynnika emisji za ostatni okres pięciu lat poprzedzający złożenie sprawozdania, za który dostępne są wiarygodne dane.

Do celów obliczania alternatywnych wartości domyślnych Komisja oblicza roczne współczynniki emisji i odpowiadającą im ilość energii elektrycznej brutto wyprodukowanej w państwie trzecim lub grupie państw trzecich, na podstawie następującego równania:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{równanie 39})$$

gdzie:

$Em_{el,y}$ oznacza roczny współczynnik emisji dla wszystkich źródeł energii elektrycznej w danym roku w państwie trzecim;

$E_{el,y}$ oznacza całkowitą produkcję energii elektrycznej brutto ze wszystkich źródeł energii elektrycznej w danym roku; EF_i oznacza współczynnik emisji dla każdego źródła energii elektrycznej „i”, oraz

$E_{el,i,y}$ oznacza roczną produkcję energii elektrycznej brutto dla każdego źródła energii elektrycznej „i”.

Komisja oblicza współczynnik emisji jako średnią kroczącą z tych lat, począwszy od bieżącego roku minus dwa, na podstawie następującego równania:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{równanie 40})$$

gdzie:

Em_{el} oznacza współczynnik emisji wynikający ze średniej kroczącej współczynników emisji z pięcioletniego okresu rozpoczynającego się w bieżącym roku minus dwa;

$Em_{el,y}$ oznacza współczynnik emisji dla każdego roku „i”;

i oznacza wskaźnik zmienny dla rozpatrywanych lat, a

y oznacza bieżący rok.

Jeśli dostępne będą nowsze wiarygodne dane, średnią kroczącą można wyznaczyć dla okresu od roku poprzedzającego rok bieżący do pięciu lat wstecz.

E. MONITOROWANIE PREKURSORÓW

Ilość każdego prekursora zużytego w każdym procesie produkcji ustala się w celu obliczenia całkowitych emisji wbudowanych związanych z towarami złożonymi wyprodukowanymi zgodnie z pkt B załącznika III.

Jeżeli prekursory są objęte tym samym procesem produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9, ustala się jedynie ilość dodatkowego wykorzystanego prekursora uzyskanego od innych instalacji lub z innych procesów produkcji.

Wykorzystaną ilość i charakterystykę w zakresie emisji ustala się oddzielnie dla każdego procesu produkcji, z którego pochodzi prekursor. Metody stosowane do określania wymaganych danych określa się w planie monitorowania instalacji, z zastosowaniem następujących przepisów:

- 1) W przypadku gdy prekursor jest produkowany w instalacji, ale w innym procesie produkcji przypisanym zgodnie z zasadami określonymi w art. 4, zbiory danych, które należy określić, obejmują:
 - a) specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorem jako średnia z okresu sprawozdawczego, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂ na tonę prekursora;
 - b) ilość prekursora wykorzystanego w każdym procesie produkcji prowadzonym w instalacji.
- 2) W przypadku gdy prekursor jest uzyskiwany z innej instalacji, zbiory danych, które należy określić, obejmują:
 - a) kraj pochodzenia towarów przywożonych;
 - b) instalację, w której prekursor został wyprodukowany, określoną na podstawie
 - niepowtarzalnego identyfikatora instalacji, o ile jest on dostępny,
 - odpowiedniego kodu lokalizacji ONZ obowiązującego w handlu i transporcie (UN/LOCODE),
 - dokładnego adresu i jego transkrypcji w języku angielskim, oraz
 - współrzędnych geograficznych instalacji;
 - c) Jeżeli prekursor pochodzi z państw trzecich i terytoriów, które nie są objęte wyłączeniem na podstawie pkt 1 załącznika III do rozporządzenia (UE) 2023/956;
 - d) zastosowaną ścieżkę produkcyjną zdefiniowaną w załączniku I;
 - e) wartości mających zastosowanie parametrów szczegółowych wymaganych do określenia emisji wbudowanych, zgodnie z wykazem w pkt 2 załącznika IV;
 - f) specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorem będące średnią z ostatniego dostępnego okresu sprawozdawczego, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂ na tonę prekursora;
 - g) datę rozpoczęcia i zakończenia okresu sprawozdawczego stosowanego w instalacji, z której uzyskano prekursor;
 - h) Jeżeli prekursor pochodzi z państw trzecich i terytoriów, które są objęte wyłączeniem na podstawie pkt 1 załącznika III do rozporządzenia (UE) 2023/956, specyficzne emisje wbudowane uznaje się za zerowe.
 - i) ilość prekursora wykorzystanego w każdym procesie produkcji prowadzonym w instalacji.
- 3) W odniesieniu do każdej ilości prekursora, dla której uzyskano niekompletne lub niejednoznaczne dane wymienione w pkt 2, stosuje się mające zastosowanie wartości domyślne udostępnione zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.
- 4) W przypadku gdy rodzaj prekursora jest produkowany w różnych procesach produkcji, specyficzne emisje wbudowane związane z tymi prekursorami będą obliczane jako średnia ważona tych różnych procesów produkcji.

F. MONITOROWANIE POZIOMÓW DZIAŁALNOŚCI

Poziom działalności procesu produkcji oblicza się jako całkowitą masę towarów opuszczających proces produkcji w okresie sprawozdawczym, mierzoną w jednostkach funkcjonalnych i w tonach towarów. W przypadku gdy zakres definicji procesów produkcji obejmuje również produkcję prekursorów, należy unikać podwójnego liczenia, licząc wyłącznie produkty końcowe procesu produkcji.

Uwzględnia się wyłącznie towary, które można sprzedać lub bezpośrednio wykorzystać jako prekursor w innym procesie produkcji. Produkty pozagatunkowe, produkty uboczne, odpady i złom wytworzone w procesie produkcji, niezależnie od tego, czy wracają do procesu produkcji, są dostarczane do innych instalacji, czy usuwane, nie są uwzględniane przy określaniu poziomu działalności. W związku z tym przypisuje się im zerowe emisje wbudowane przy wprowadzaniu ich do innego procesu produkcji.

Do określania poziomów działalności zastosowanie mają wymogi w zakresie pomiarów określone w pkt B.4.

G. WSPÓŁCZYNNIKI STANDARDOWE STOSOWANE W MONITOROWANIU EMISJI BEZPOŚREDNICH NA POZIOMIE INSTALACJI

Standardowe współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV)

Tabela 1

Współczynniki emisji paliw odniesione do NCV oraz wartości opałowe na jednostkę masy paliwa

Opis rodzaju paliwa	Współczynnik emisji (t CO ₂ /TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Ropa naftowa	73,3	42,3	IPCC 2006 GL
Orimulsja (emulsja wody z ropą)	77,0	27,5	IPCC 2006 GL
Kondensat gazu ziemnego	64,2	44,2	IPCC 2006 GL
Benzyna	69,3	44,3	IPCC 2006 GL
Nafta (inna niż paliwo typu nafty do silników odrzutowych)	71,9	43,8	IPCC 2006 GL
Olej łupkowy	73,3	38,1	IPCC 2006 GL
Gaz/olej napędowy	74,1	43,0	IPCC 2006 GL
Pozostałościowy olej opałowy (mazut)	77,4	40,4	IPCC 2006 GL
Gaz płynny (LPG)	63,1	47,3	IPCC 2006 GL
Etan	61,6	46,4	IPCC 2006 GL
Benzyna ciężka	73,3	44,5	IPCC 2006 GL
Bitum	80,7	40,2	IPCC 2006 GL
Smary	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Koks ponaftowy	97,5	32,5	IPCC 2006 GL
Półprodukty rafineryjne	73,3	43,0	IPCC 2006 GL
Gaz rafineryjny	57,6	49,5	IPCC 2006 GL
Parafiny	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Benzyna lakowa i benzyna przemysłowa	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Inne produkty ropopochodne	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Antracyt	98,3	26,7	IPCC 2006 GL
Węgiel koksowy	94,6	28,2	IPCC 2006 GL
Inne rodzaje węgla bitumicznego	94,6	25,8	IPCC 2006 GL
Węgiel subbitumiczny	96,1	18,9	IPCC 2006 GL
Węgiel brunatny	101,0	11,9	IPCC 2006 GL
Łupki bitumiczne i piaski bitumiczne	107,0	8,9	IPCC 2006 GL
Brykiety z węgla kamiennego	97,5	20,7	IPCC 2006 GL
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2	IPCC 2006 GL

Opis rodzaju paliwa	Współczynnik emisji (t CO ₂ /TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Koks gazowniczy	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Smola węglowa	80,7	28,0	IPCC 2006 GL
Gaz miejski	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Gaz koksowniczy	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Gaz wielkopiecowy	260	2,47	IPCC 2006 GL
Gaz konwertorowy	182	7,06	IPCC 2006 GL
Gaz ziemny	56,1	48,0	IPCC 2006 GL
Odpady przemysłowe	143	n.d.	IPCC 2006 GL
Oleje odpadowe	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Torf	106,0	9,76	IPCC 2006 GL
Zużyte opony	85,0 ⁽¹⁾	n.d.	Światowa Rada Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju –Inicjatywa na rzecz zrównoważonego cementu (WBCSD CSI)
Tlenek węgla	155,2 ⁽²⁾	10,1	J. Falbe i M. Regitz, Römpf Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.
Metan	54,9 ⁽³⁾	50,0	J. Falbe i M. Regitz, Römpf Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

⁽¹⁾ Wartość ta jest wstępnym współczynnikiem emisji, tj. przed zastosowaniem, w stosownych przypadkach, frakcji biomasy.

⁽²⁾ Przy NCV wynoszącej 10,12 TJ/t.

⁽³⁾ Przy NCV wynoszącej 50,01 TJ/t.

Tabela 2

Współczynniki emisji paliw odniesione do NCV oraz wartości opałowe na jednostkę masy biomasy

Biomasa	Wstępny EF [t CO ₂ /TJ]	NCV [GJ/t]	Źródło
Drewno/odpady drzewne (suszone powietrzem ⁽¹⁾)	112	15,6	IPCC 2006 GL
Ługi siarczynowe (ług powarzelny)	95,3	11,8	IPCC 2006 GL
Inne rodzaje stałej biomasy pierwotnej	100	11,6	IPCC 2006 GL

Biomasa	Wstępny EF [t CO ₂ /TJ]	NCV [GJ/t]	Źródło
Węgiel drzewny	112	29,5	IPCC 2006 GL
Biobenzyna	70,8	27,0	IPCC 2006 GL
Biodiesle	70,8	37,0	IPCC 2006 GL ⁽²⁾
Inne biopaliwa ciekłe	79,6	27,4	IPCC 2006 GL
Gaz wysypiskowy ⁽³⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Gaz gnilny ⁽⁴⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Inne rodzaje biogazu ⁽⁴⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Odpady komunalne (frakcja biomasy) ⁽⁵⁾	100	11,6	IPCC 2006 GL

⁽¹⁾ W ramach podanego współczynnika emisji przyjmuje się, że zawartość wody w drewnie wynosi 15 %. Drewno niesezonowane może zawierać nawet 50 % wody. W celu określenia wartości opałowej całkowicie suchego drewna stosuje się następujące równanie:

$$NCV = NCV_{dry} \times (1 - w) - \Delta H_v \times w$$

gdzie NCV_{dry} oznacza wartość opałową bezwzględnie suchego materiału, w oznacza zawartość wody (procent masowy), a $\Delta H_v = 2,4 \text{ GJ/t H}_2\text{O}$ oznacza entalpię parowania wody. Za pomocą tego samego równania wartość opałową dla danej zawartości wody można wyliczyć z wartości opałowej suchego materiału.

⁽²⁾ Wartość NCV pochodzi z załącznika III do dyrektywy (UE) 2018/2001.

⁽³⁾ W przypadku gazu wysypiskowego, gazu gnilnego i innych rodzajów biogazu: wartości standardowe odnoszą się do czystego biometanu. Aby uzyskać prawidłowe wartości standardowe, należy skorygować zawartość metanu w gazie.

⁽⁴⁾ Przy NCV wynoszącej 50,01 TJ/t.

⁽⁵⁾ W wytycznych IPCC podano również wartości w odniesieniu do frakcji kopalnej odpadów komunalnych: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t.

Współczynniki emisji odniesione do emisji z procesów technologicznych

Tabela 3

Stechiometryczny współczynnik emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku rozkładu węglanów (metoda A)

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t węglanu]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380
Wymogi ogólne	$\text{Współczynnik emisji} = \frac{M(\text{CO}_2)}{\{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]\}}$ X = metal M(x) = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M(CO₂) = masa cząsteczkowa CO₂ w [g/mol] M(CO₃²⁻) = masa cząsteczkowa CO₃²⁻ w [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X Z = liczba stechiometryczna CO₃²⁻

Tabela 4

Stechiometryczny współczynnik emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku rozkładu węglanów w oparciu o tlenki metali ziem alkalicznych (metoda B)

Tlenek	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t tlenku]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Wymogi ogólne: X _Y O _Z	$\text{Współczynnik emisji} = \frac{M(\text{CO}_2)}{\{Y * [M(x)] + Z * [M(O)]\}}$ X = metal ziem alkalicznych lub alkaliczny M(x) = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M(CO₂) = masa cząsteczkowa CO₂ w [g/mol] M(O) = masa cząsteczkowa O w [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna O = 1

Tabela 5

Współczynniki emisji dla emisji z procesów technologicznych w przypadku innych wsadów do procesu (produkcja żelaza lub stali oraz obróbka metali żelaznych) ⁽⁴⁾

Materiał wsadowy lub wyjściowy	Zawartość węgla pierwiastkowego (t C/t)	Współczynnik emisji (t CO ₂ /t)
Żelazo z bezpośredniej redukcji (żelazo DRI)	0,0191	0,07
Elektrody węglowe z pieców łukowych (EAF)	0,8188	3,00
Węgiel wsadowy w piecach łukowych (EAF)	0,8297	3,04
Żelazo gąbczaste, brykietowane na gorąco (HBI)	0,0191	0,07
Gaz konwertorowy	0,3493	1,28
Koks ponaftowy	0,8706	3,19
Surówka	0,0409	0,15
Żelazo/złom żelazny	0,0409	0,15
Stal/złom stalowy	0,0109	0,04

Współczynniki globalnego ocieplenia dla gazów cieplarnianych innych niż CO₂

Tabela 6

Współczynniki globalnego ocieplenia

Gaz	Współczynnik globalnego ocieplenia
N ₂ O	265 t CO ₂ e/t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO ₂ e/t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO ₂ e/t C ₂ F ₆

⁽⁴⁾ Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.

ZAŁĄCZNIK III

Zasady przypisywania emisji do towarów**A. ZASADY PRZYPISYWANIA DANYCH DO PROCESÓW PRODUKCJI****A.1. Przypisanie w przypadku, gdy dane są dostępne**

Metody monitorowania danych dla każdego procesu produkcji określa się w planie monitorowania zgodnie z załącznikiem II. Poddaje się je regularnym przeglądom w celu poprawy jakości danych, tam gdzie jest to możliwe, zgodnie z pkt A niniejszego załącznika.

W przypadku gdy wyniki pomiarów pochodzą z kilku przyrządów pomiarowych różnej jakości, a suma danych z procesu produkcji różni się od danych ustalonych oddzielnie dla instalacji, stosuje się jednolity „współczynnik uzgadniania” na potrzeby jednolitej korekty, aby uzyskać całkowitą liczbę instalacji w następujący sposób:

$$RecF = D_{inst} / \sum D_{pp} \quad (\text{równanie 41})$$

gdzie:

$RecF$ oznacza współczynnik uzgadniania;

D_{inst} oznacza wartość danych określoną dla całej instalacji, a

D_{pp} oznacza wartości danych dla poszczególnych procesów produkcji.

Dane dla każdego procesu produkcji są następnie korygowane w następujący sposób, przy czym $D_{pp,corr}$ oznacza skorygowaną wartość D_{pp} :

$$D_{pp,corr} = D_{pp} \times RecF \quad (\text{równanie 42})$$

Jeżeli dane na potrzeby konkretnego zbioru danych nie są dostępne dla każdego procesu produkcji, materiały wsadowe, materiały wyjściowe i odpowiadające im emisje przypisuje się na podstawie zasad określonych w pkt A.2

A.2. Przypisanie w przypadku braku danych lub procesów wielofunkcyjnych

W przypadku braku danych, o których mowa w pkt A.1, lub w przypadku procesów wielofunkcyjnych przypisanie będzie oparte na istotnym podstawowym związku fizycznym, który odnosi się do podziału przepływów materiałów wsadowych i materiałów wyjściowych w procesie wielofunkcyjnym lub obiekcie zgodnie z odpowiednim, wymiernym fizycznym związkiem między wsadami do procesu a współproduktami powstałymi jako materiały wyjściowe.

Z wyjątkiem zasad określonych w pkt A.2.1, A.2.2 i A.2.3 niniejszego załącznika materiały wsadowe, materiały wyjściowe i odpowiadające im emisje przypisuje się na podstawie jednostki funkcjonalnej poszczególnych wyprodukowanych towarów.

Ta sama zasada przypisania będzie stosowana do przypisywania do towarów zarówno emisji, jak i emisji wychwyconych i przechowywanych.

W przypadku gdy proces produkcji wymaga zastosowania różnych zasad przypisania, należy je stosować w następującej kolejności:

- 1) przypisanie emisji do przepływów ciepła;
- 2) przypisanie emisji do gazów odlotowych;
- 3) przypisanie jednostki funkcjonalnej lub przypisanie stosunku molowego, stosownie do przypadku.

A.2.1. Chemikalia i nawozy

Jeżeli substancja chemiczna, objęta zbiorczymi kategoriami towarów: chemikalia lub nawozy, jest produkowana jako współprodukt w procesie wielofunkcyjnym, przypisanie poszczególnych substancji chemicznych opiera się na stosunku molowym.

Emisje z procesu produkcji przypisuje się do wodoru w oparciu o ułamki molowe przy użyciu następującego równania:

$$Em_i = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{i,prod}}{M_i}}{\sum_i^n \frac{m_{i,prod}}{M_i}} \right) \quad (\text{równanie 43})$$

gdzie:

Em_i oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie przypisane do każdego współproduktu i wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO_2 ;

Em_{total} oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie związane z całym procesem produkcji w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO_2 ;

$m_{i,prod}$ oznacza masę każdego współproduktu i wyprodukowanego w instalacji w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

M_i oznacza masę molową każdego współproduktu i .

Jeżeli masa molowa jednego ze współproduktów nie jest znana, emisje przypisuje się na podstawie masy współproduktów.

A.2.2. Przepływy ciepła a kogeneracja

Mierzalne ciepło z procesów innych niż spalanie lub częściowe utlenianie paliw

Mierzalnemu ciepłu wytwarzanemu w egzotermicznych procesach chemicznych innych niż spalanie i częściowe utlenianie paliw, np. w produkcji amoniaku lub kwasu azotowego, przypisuje się zerowe emisje ekwiwalentu CO_2 .

Mierzalne ciepło wytwarzane w instalacji innej niż kogeneracyjna

W przypadku mierzalnego ciepła wytwarzanego w wyniku spalania paliw w instalacji, z wyjątkiem ciepła wytwarzanego w procesie kogeneracji, wyznacza się współczynnik emisji odpowiedniego miksu paliwowego, a emisje, które można przypisać do procesu produkcji, oblicza się w następujący sposób:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \times Q_{consumed} / \eta \quad (\text{równanie 44})$$

gdzie:

Em_{Heat} oznacza emisje związane z ciepłem pochodzące z procesu produkcji w t CO_2 ;

EF_{mix} oznacza współczynnik emisji odpowiedniego miksu paliwowego wyrażony w t CO_2/TJ z uwzględnieniem, w stosownych przypadkach, emisji z oczyszczania spalin;

$Q_{consumed}$ oznacza ilość mierzalnego ciepła zużytego w procesie produkcji wyrażoną w TJ, a

η oznacza sprawność procesu wytwarzania ciepła.

EF_{mix} oblicza się w następujący sposób:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \times NCV_i) \quad (\text{równanie 45})$$

gdzie:

AD_i oznacza dane dotyczące rocznej działalności (tj. zużyte ilości) związanej z paliwami i zużytymi do wytwarzania mierzalnego ciepła, wyrażone w tonach lub Nm^3 ;

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i wyrażoną w TJ/t lub TJ/ Nm^3 ;

EF_i oznacza współczynnik emisji paliw i wyrażony w t CO_2 /TJ, a

Em_{FGC} oznacza emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin wyrażone w tonach CO_2 .

Mierzalne ciepło wytwarzane w instalacji kogeneracyjnej

W przypadku gdy mierzalne ciepło i energia elektryczna wytwarzane są w procesie kogeneracji (tj. w skojarzonym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej (CHP)), odpowiednie emisje przypisane do mierzalnego ciepła i energii elektrycznej określa się zgodnie z wymogami niniejszym punkcie. Zasady dotyczące energii elektrycznej mają również – w odpowiednich przypadkach – zastosowanie do produkcji energii mechanicznej.

Emisje jednostki kogeneracyjnej określa się w następujący sposób:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FCG} \quad (\text{równanie 46})$$

gdzie:

Em_{CHP} oznacza emisje jednostki kogeneracyjnej w okresie sprawozdawczym wyrażone w t CO_2 ;

AD_i oznacza dane dotyczące rocznej działalności (tj. zużyte ilości) związanej z paliwami i wykorzystane w odniesieniu do jednostki CHP i wyrażone w tonach lub Nm^3 ;

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i wyrażoną w TJ/t lub TJ/ Nm^3 ;

EF_i oznacza współczynnik emisji paliw i wyrażony w t CO_2 /TJ, a

Em_{FCG} oznacza emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin wyrażone w tonach CO_2 .

Energję wejściową jednostki CHP oblicza się zgodnie z równaniem 33. Odpowiednią średnią efektywność wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (lub, w stosownych przypadkach, energii mechanicznej) w okresie sprawozdawczym oblicza się w następujący sposób:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad (\text{równanie 47})$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{równanie 48})$$

gdzie:

η_{heat} oznacza średnią efektywność wytwarzania ciepła w okresie sprawozdawczym (wielkość bezwymiarowa);

Q_{net} oznacza ilość netto ciepła wytworzonego przez jednostkę kogeneracyjną w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w TJ i określoną zgodnie z pkt C.1.2;

E_{In} oznacza energję wejściową z paliw wyrażoną w TJ;

η_{el} oznacza średnią efektywność wytwarzania energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym (wielkość bezwymiarowa), a

E_{el} oznacza produkcję energii elektrycznej netto jednostki kogeneracyjnej okresie sprawozdawczym, wyrażoną w TJ.

W przypadku gdy określenie efektywności η_{heat} i η_{el} nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, stosuje się wartości w oparciu o dokumentację techniczną (wartości projektowe) instalacji. W przypadku braku dostępności takich wartości stosuje się zachowawcze wartości standardowe wynoszące $\eta_{heat} = 0,55$ i $\eta_{el} = 0,25$.

Współczynniki przypisania ciepła i energii elektrycznej pochodzących z kogeneracji oblicza się w następujący sposób:

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{równanie 49})$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{równanie 50})$$

gdzie:

$F_{CHP,Heat}$ oznacza współczynnik przypisania ciepła (wielkość bezwymiarowa);

$F_{CHP,El}$ oznacza współczynnik przypisania energii elektrycznej (lub, w stosownych przypadkach, energii mechanicznej) (wielkość bezwymiarowa);

$\eta_{ref, heat}$ oznacza sprawność referencyjną wytwarzania ciepła w samowystarczalnym kotle (wielkość bezwymiarowa), a

$\eta_{ref,el}$ oznacza sprawność referencyjną wytwarzania energii elektrycznej bez kogeneracji (wielkość bezwymiarowa).

Odpowiednie sprawności referencyjne dla poszczególnych paliw podano w pkt G załącznika II.

Indywidualny współczynnik emisji mierzalnego ciepła związanego z kogeneracją, który ma być stosowany do przypisywania emisji związanych z ciepłem do procesów produkcji, oblicza się w następujący sposób:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \times F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad (\text{równanie 51})$$

gdzie:

$EF_{CHP, heat}$ oznacza współczynnik emisji dotyczący wytwarzania mierzalnego ciepła w jednostce kogeneracyjnej wyrażony w t CO₂/TJ, a

Q_{net} oznacza produkcję netto ciepła przez jednostkę kogeneracyjną, wyrażoną w TJ.

Emisje z ciepła wytworzonego w kogeneracji, które można przypisać procesowi produkcji, oblicza się w następujący sposób:

$$Em_{Heat} = EF_{CHP, heat} \times Q_{consumed}$$

gdzie:

$Q_{consumed}$ oznacza ilość mierzalnego ciepła zużytego w procesie produkcji wyrażoną w TJ.

Indywidualny współczynnik emisji energii elektrycznej związanej z kogeneracją, który ma być stosowany do przypisywania emisji pośrednich do procesów produkcji, oblicza się w następujący sposób:

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \times F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad (\text{równanie 52})$$

gdzie:

$E_{El,prod}$ oznacza energię elektryczną wyprodukowaną przez jednostkę CHP.

W przypadku gdy w skład wykorzystywanego miksu paliwowego wchodzi gaz odlotowy i gdy współczynnik emisji gazu odlotowego jest wyższy niż standardowy współczynnik emisji gazu ziemnego podany w tabeli 1 w pkt G załącznika II, do obliczenia EF_{mix} stosuje się ten standardowy współczynnik emisji, a nie współczynnik emisji gazu odlotowego.

Mierzalne ciepło wytwarzane poza instalacją

W przypadku gdy w procesie produkcji zużywa się mierzalne ciepło wytworzone poza instalacją, emisje związane z ciepłem należy uwzględnić niezależnie od tego, czy ciepło pochodzi z procesu produkcji towaru wymienionego w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956. W takim przypadku wielkość emisji związanych z ciepłem określa się za pomocą jednej z poniższych metod.

- 1) W przypadku gdy instalacja wytwarzająca ciepło prowadzi monitorowanie emisji zgodnie z niniejszym rozporządzeniem oraz weryfikację źródeł emisji i ilości mierzalnego ciepła wyprowadzonego zgodnie z rozporządzeniem delegowanym (UE) 2025/2551, współczynnik emisji mierzalnego ciepła określa się przy użyciu odpowiednich równań określonych w poprzednich punktach na podstawie danych dotyczących emisji dostarczonych przez operatora instalacji wytwarzającej mierzalne ciepło.
- 2) W przypadku gdy metoda, o której mowa w pkt 1, nie jest dostępna, stosuje się wartość standardową opartą na standardowym współczynniku emisji paliwa najczęściej stosowanego w sektorze przemysłu w danym kraju, przy założeniu sprawności kotła na poziomie 90 %.

Dalsze zasady przypisywania emisji z mierzalnego ciepła

W przypadku gdy straty mierzalnego ciepła są określane oddzielnie od ilości wykorzystywanych w ramach procesów produkcji, emisje związane z tymi stratami ciepła dodaje się proporcjonalnie do emisji wszystkich procesów produkcji, w których wykorzystywane jest mierzalne ciepło wytworzone w ramach instalacji, aby zapewnić przypisanie całej ilości mierzalnego ciepła netto wytworzonego w ramach instalacji bądź wprowadzanego lub wyprowadzanego przez instalację, jak również ilości przekazywanych między procesami produkcji do procesów produkcji bez żadnego pominięcia czy podwójnego liczenia.

A.2.3. Gazy odlotowe

Jeżeli w procesie produkcji towaru zużywane są gazy odlotowe z innego procesu produkcji, emisje przypisuje się na podstawie równania 53.

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \quad (\text{równanie 53})$$

gdzie:

V_{WG} oznacza objętość wprowadzanego gazu odlotowego;

NCV_{WG} oznacza wartość opałową wprowadzanego gazu odlotowego; a

EF_{NG} oznacza standardowy współczynnik emisji z gazu ziemnego określony w pkt G załącznika II.

Jeżeli gazy odlotowe z procesu produkcji towaru są zużywane w innym procesie produkcji, emisje przypisuje się zgodnie z równaniem 54, jeżeli operator instalacji może przedstawić do weryfikacji wystarczające dowody.

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \times Corr_{\eta} \quad (\text{równanie 54})$$

gdzie:

$V_{WG,exported}$ oznacza objętość gazu odlotowego wyprowadzanego z procesu produkcji;

NCV_{WG} oznacza wartość opałową gazu odlotowego;

EF_{NG} oznacza standardowy współczynnik emisji z gazu ziemnego określony w pkt G załącznika II.

$Corr_{\eta}$ oznacza współczynnik uwzględniający różnicę w efektywności między wykorzystaniem gazu odlotowego a wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa wzorcowego. Standardową wartością jest $Corr_{\eta} = 0,667$.

A.3 Metody obliczeniowe

Do celów przypisywania emisji z instalacji do towarów emisje, materiały wsadowe i materiały wyjściowe przypisuje się do procesów produkcji określonych zgodnie z pkt A.4, stosując równanie 55 dla emisji bezpośrednich i równanie 56 dla emisji pośrednich, podstawiając do parametrów podanych w równaniu łączne dane liczbowe za cały okres sprawozdawczy. Przypisane emisje bezpośrednie i pośrednie przelicza się następnie za pomocą równań 57 i 58 na specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z towarami wynikające z procesu produkcji.

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod} \quad (\text{równanie 55})$$

Jeżeli obliczona wartość $AttrEm_{Dir}$ jest ujemna, przyjmuje się wartość zero.

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{równanie 56})$$

$$SEE_{g,Dir} = \frac{AttrEm_{g,Dir}}{AL_g} \quad (\text{równanie 57})$$

$$SEE_{g,Indir} = \frac{AttrEm_{g,Indir}}{AL_g} \quad (\text{równanie 58})$$

gdzie:

$AttrEm_{Dir}$ oznacza przypisane emisje bezpośrednie z procesu produkcji za cały okres sprawozdawczy, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂;

$AttrEm_{indir}$ oznacza przypisane emisje pośrednie z procesu produkcji za cały okres sprawozdawczy, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂;

$DirEm^*$ oznacza emisje z procesu produkcji, które można bezpośrednio przypisać, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego zgodnie z zasadami przewidzianymi w pkt B załącznika II i pkt A niniejszego załącznika oraz z następującymi zasadami:

Mierzalne ciepło: W przypadku gdy paliwa są zużywane do produkcji mierzalnego ciepła, które jest zużywane poza rozpatrywanym procesem produkcji lub które jest wykorzystywane w więcej niż jednym procesie produkcji (co obejmuje sytuacje wprowadzania do innych instalacji i wyprowadzania z innych instalacji), emisji z paliw nie uwzględnia się w emisjach z procesu produkcji, które można bezpośrednio przypisać, tylko dodaje się je w ramach parametru $Em_{H,import}$, aby nie dochodziło do podwójnego liczenia.

Gazy odlotowe:

Emisje związane z gazami odlotowymi wytwarzanymi i całkowicie zużywanymi w ramach tego samego procesu produkcji uwzględnia się w ramach parametru $DirEm^*$.

Emisje ze spalania gazów odlotowych wyprowadzanych z procesu produkcji uwzględnia się w całości w parametrze $DirEm^*$, niezależnie od tego, gdzie są one zużywane. W przypadku wyprowadzania gazów odlotowych oblicza się jednak wartość parametru $WG_{corr,export}$.

Emisji ze spalania gazów odlotowych wprowadzanych z innych procesów produkcji nie uwzględnia się w parametrze $DirEm^*$. Oblicza się natomiast wartość parametru $WG_{corr,export}$;

$Em_{H,imp}$ oznacza emisje odpowiadające ilości mierzalnego ciepła wprowadzanego do procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego zgodnie z zasadami przewidzianymi w kt A.2 niniejszego załącznika oraz z następującymi zasadami:

Emisje związane z mierzalnym ciepłem wprowadzanym do procesu produkcji obejmują ilości wprowadzone z innych instalacji, innych procesów produkcji w ramach tej samej instalacji, a także ciepło otrzymywane z jednostki technicznej (np. centralnej elektrowni w instalacji lub bardziej złożonej sieci parowej z kilkoma jednostkami wytwarzającymi ciepło), która dostarcza ciepło do więcej niż jednego procesu produkcji.

Emisje związane z mierzalnym ciepłem oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$Em_{H,imp} = Q_{imp} \times EF_{heat} \quad (\text{równanie 52})$$

gdzie:

EF_{heat} oznacza współczynnik emisji dotyczący wytwarzania mierzalnego ciepła określony zgodnie z pkt A.2 niniejszego załącznika i wyrażony w t CO₂/TJ, a

Q_{imp} oznacza ciepło netto wprowadzane do procesu produkcji i zużywane w procesie produkcji, wyrażone w TJ;

$Em_{H,exp}$ oznacza emisje odpowiadające ilości mierzalnego ciepła wyprowadzanego z procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w pkt A.2 niniejszego załącznika. W przypadku wyprowadzanego ciepła wykorzystuje się albo emisje z faktycznie znanego miks paliwowy zgodnie z pkt A.2 niniejszego załącznika, albo – jeżeli faktyczny miks paliwowy jest nieznany – standardowy współczynnik emisji paliwa najczęściej stosowanego w danym państwie i sektorze przemysłowym, przy założeniu sprawności kotła na poziomie 90 %.

Ciepło odzyskane z procesów napędzanych energią elektryczną i z produkcji kwasu azotowego nie jest uwzględniane;

$WG_{corr,imp}$ oznacza przypisane emisje bezpośrednie z procesu produkcji, w ramach którego zużywane są gazy odlotowe wprowadzane z innych procesów produkcji, korygowane w odniesieniu do okresu sprawozdawczego;

$WG_{corr,exp}$ oznacza emisje odpowiadające ilości gazów odlotowych wyprowadzonych z procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego;

$Em_{el,prod}$ oznacza emisje odpowiadające ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w granicach tego procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w pkt D załącznika II;

$Em_{el,cons}$ oznacza emisje odpowiadające ilości energii elektrycznej zużytej w granicach tego procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w pkt D załącznika II;

$SEE_{g,Dir}$ oznacza specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane z towarów g wyrażone w t CO₂e na jednostkę funkcjonalną, ważne w danym okresie sprawozdawczym;

$SEE_{g,Indir}$ oznacza specyficzne pośrednie emisje wbudowane z towarów g wyrażone w t CO₂e na jednostkę funkcjonalną, ważne w danym okresie sprawozdawczym;

AL_g oznacza poziom działalności związany z towarami g, tj. ilość towarów g wyprodukowanych w danym okresie sprawozdawczym w danej instalacji, określony zgodnie z pkt F załącznika II, wyrażony w jednostkach funkcjonalnych.

B. OBLICZANIE SPECYFICZNYCH EMISJI WBUDOWANYCH Z TOWARÓW ZŁOŻONYCH

Zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 wielkość specyficznych emisji wbudowanych SEE_g z towarów złożonych g oblicza się w następujący sposób:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{ImpMat}}{AL_g} \quad (\text{równanie 59})$$

$$EE_{ImpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \times SEE_i \quad (\text{równanie 60})$$

gdzie:

SEE_g oznacza specyficzne bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane z towarów (złożonych) g wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na jednostkę funkcjonalną;

$AttrEm_g$ oznacza przypisane emisje bezpośrednie lub pośrednie z procesu produkcji, w wyniku którego wytwarzane są towary g, określone zgodnie z pkt A.3 niniejszego załącznika w odniesieniu do okresu sprawozdawczego, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂;

AL_g oznacza poziom działalności procesu produkcji, w wyniku którego wytwarzane są towary g, dla danego okresu sprawozdawczego, określony zgodnie z pkt F załącznika II i wyrażony w jednostkach funkcjonalnych;

EE_{ImpMat} oznacza bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane związane ze wszystkimi prekursorami wykorzystanymi w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂;

M_i oznacza masę prekursora i wykorzystaną w okresie sprawozdawczym w procesie produkcji, w wyniku którego wytwarzane są towary g, wyrażoną w jednostkach funkcjonalnych prekursora i, a

SEE_i oznacza specyficzne bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorem i, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na jednostkę funkcjonalną prekursora i.

W obliczeniach tych uwzględnia się wyłącznie prekursory nieobjęte tym samym procesem produkcji co towary g. Jeżeli ten sam prekursor jest uzyskiwany w ramach różnych procesów produkcji, prekursor z każdego z tych procesów należy traktować oddzielnie.

Jeżeli prekursor i pochodzi z Unii lub z jednego z państw lub terytoriów, które są objęte wyłączeniem na podstawie pkt 1 załącznika III do rozporządzenia (UE) 2023/956, specyficzne bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane związane z tym prekursorem liczy się jako zero.

W przypadku gdy prekursor i sam ma prekursory, prekursory te uwzględnia się najpierw przy użyciu tej samej metody obliczeniowej w celu obliczenia wielkości emisji wbudowanych związanych z prekursorem i, a następnie wykorzystuje się je do obliczenia wielkości emisji wbudowanych związanych z towarami g. Metodę tę powtarza się w odniesieniu do wszystkich prekursorów, które są towarami złożonymi.

Parametr M_i odnosi się do całkowitej masy prekursora wymaganej do wyprodukowania danej ilości AL_g . Obejmuje to również ilości prekursora, które nie trafiają do towarów złożonych, tylko mogą zostać rozlane, odcięte, spalone, zmodyfikowane chemicznie itp. w procesie produkcji i opuszczają proces jako produkty uboczne, złom, pozostałości, odpady lub emisje.

W celu dostarczenia danych, które można wykorzystać niezależnie od poziomów działalności, należy określić jednostkowe zużycie masy m_i w odniesieniu do każdego prekursora i i uwzględnić je w powiadomieniu zgodnie z załącznikiem IV:

$$m_i = M_i / AL_g \quad (\text{równanie 61})$$

W związku z tym specyficzne emisje wbudowane z towarów złożonych g można wyrazić jako:

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \times SEE_i) \quad (\text{równanie 62})$$

gdzie:

ae_g oznacza specyficzne przypisane emisje bezpośrednie lub pośrednie z procesu produkcji, w wyniku którego wytwarzane są towary g, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na tonę g, co odpowiada specyficznym emisjom wbudowanym nieobejmującym emisji wbudowanych z prekursorów:

$$ae_g = AttrEm_g / AL_g \quad (\text{równanie 63})$$

m_i oznacza jednostkowe zużycie masy prekursora i stosowanego w procesie produkcji, w wyniku którego wytwarzana jest jedna jednostka funkcjonalna towarów g, wyrażone w jednostkach funkcjonalnych prekursora i na jednostkę funkcjonalną towarów g (tj. bezwymiarowo), a

SEE_i oznacza specyficzne bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane z prekursora i, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na jednostkę funkcjonalną prekursora i.

W przypadku towarów, których jednostkami funkcjonalnymi są tony zawartości klinkieru i które są wprowadzane do obrotu w różnych zakresach składu, operator oblicza specyficzne emisje wbudowane związane z towarami w odniesieniu do zawartości klinkieru w towarach uśrednionej dla każdego zakresu składu, stosując równanie 64.

$$SEE_{g(Ck_i)} = SEE_g \times CK_i \quad (\text{równanie 64})$$

gdzie:

$SEE_{g(Ck_i)}$ oznacza specyficzne emisje wbudowane związane z towarem o zawartości klinkieru CK_i ;

SEE_g oznacza specyficzne emisje wbudowane obliczone za pomocą równania 59 lub 62;

CK_i oznacza średnią zawartość klinkieru w towarach wyrażoną w zakresie składu jako tony klinkieru na tonę towarów.

W przypadku towarów, których jednostkami funkcjonalnymi są kilogramy zawartości azotu i które są wprowadzane do obrotu w różnych zakresach składu, operator oblicza specyficzne emisje wbudowane związane z towarami w odniesieniu do zawartości azotu w towarach uśrednionej dla każdego zakresu składu, stosując równanie 65.

$$SEE_{g(Ni)} = SEE_g \times N_i \quad (\text{równanie 65})$$

gdzie:

$SEE_{g(Ni)}$ oznacza specyficzne emisje wbudowane związane z towarem o zawartości azotu N_i ;

SEE_g oznacza specyficzne emisje wbudowane obliczone za pomocą równania 59 lub 62;

N_i oznacza średnią zawartość azotu w towarach wyrażoną w zakresie składu jako kilogramy azotu na tonę towarów.

W przypadku towarów, których jednostkami funkcjonalnymi jest uzupełniająca jednostka miary – kilogram zawartości azotu i które są wprowadzane do obrotu w różnych zakresach składu, operator oblicza specyficzne emisje wbudowane związane z towarami w odniesieniu do zawartości azotu w towarach uśrednionej dla każdego zakresu składu, stosując równanie 66.

$$SEE_{g(Ni)} = SEE_g \times N_i \quad (\text{równanie 66})$$

gdzie:

$SEE_{g(Ni)}$ oznacza specyficzne emisje wbudowane związane z towarem o zawartości azotu N_i ;

SEE_g oznacza specyficzne emisje wbudowane obliczone za pomocą równania 59 lub 62;

N_i oznacza średnią zawartość azotu w towarach wyrażoną w zakresie składu jako kg azotu na tonę towarów.

Zakresy składu dla zawartości klinkieru i azotu nie mogą być większe niż 10 %.

W przypadku towarów, których jednostkami funkcjonalnymi są tony zawartości klinkieru, kilogramy zawartości azotu lub uzupełniająca jednostka miary – kg zawartości azotu i które są wprowadzane do obrotu w składach wykonanych na zamówienie na wniosek klienta, operator instalacji wydaje deklarację zawartości klinkieru lub zawartości azotu dla każdej przesyłki oraz oblicza specyficzne emisje wbudowane zgodnie z odpowiednimi równaniami 64, 65 lub 66, gdzie CK_i i N_i będą konkretną zawartością klinkieru lub zawartością azotu w przesyłce.

C. ZHARMONIZOWANE WARTOŚCI REFERENCYJNE SPRAWNOŚCI DLA ROZDZIELONEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Poniższe tabele zawierają zharmonizowane wartości referencyjne sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła oparte na wartości opałowej i standardowych warunkach atmosferycznych ISO (temperatura otoczenia 15 °C, ciśnienie 1,013 bara, wilgotność względna 60 %).

Tabela 1

Referencyjne współczynniki sprawności produkcji energii elektrycznej

Kategoria		Rodzaj paliwa	Rok zbudowania		
			Przed 2012 r.	2012–2015	Od 2016 r.
Paliwa stałe	S1	Węgiel kamienny, w tym antracyt, węgiel bitumiczny, węgiel subbitumiczny, koks, półkoks, koks PET	44,2	44,2	44,2
	S2	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego, olej łupkowy	41,8	41,8	41,8
	S3	Torf, brykiety z torfu	39,0	39,0	39,0
	S4	Sucha biomasa, w tym biomasa drzewna i inne rodzaje biomasy stałej, w tym granulaty drzewny i brykiety drzewne, suszone wióry drewniane, czyste i suche odpady drzewne, łupiny orzechów oraz pestki oliwek i inne pestki	33,0	33,0	37,0
	S5	Inna biomasa stała, w tym wszystkie rodzaje biomasy drzewnej nieujęte w kategorii S4 oraz ług czarny i melasa	25,0	25,0	30,0
	S6	Odpady komunalne i przemysłowe (nieodnawialne) i odpady odnawialne/ulegające biodegradacji	25,0	25,0	25,0
Paliwa ciekłe	L7	Ciężki olej opałowy, olej napędowy, inne produkty naftowe	44,2	44,2	44,2
	L8	Biopaliwa ciekłe, w tym biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiesel i inne biopaliwa ciekłe	44,2	44,2	44,2
	L9	Odpady płynne, w tym odpady ulegające biodegradacji i odpady nieodnawialne (w tym łój, tłuszcz i młóto)	25,0	25,0	29,0
Paliwa gazowe	G10	Gaz ziemny, LPG, LNG i biometan	52,5	52,5	53,0
	G11	Gazy rafineryjne, wodór i gaz syntezowy	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogaz uzyskany w wyniku fermentacji beztlenowej, fermentacji odpadów na składowiskach i oczyszczania ścieków	42,0	42,0	42,0
	G13	Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, gaz kopalniany i inne gazy odzyskiwane (z wyjątkiem gazu rafineryjnego)	35,0	35,0	35,0
Inne	O14	Ciepło odpadowe (w tym gazy spalinowe z procesów o wysokiej temperaturze, produkt egzotermicznych reakcji chemicznych)			30,0

Tabela 2

Referencyjne współczynniki sprawności produkcji ciepła

Kategoria		Rodzaj paliwa	Rok zbudowania					
			Przed 2016 r.			Od 2016 r.		
			Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾	Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾
Paliwa stałe	S1	Węgiel kamienny, w tym antracyt, węgiel bitumiczny, węgiel subbitumiczny, koks, półkoks, koks PET	88	83	80	88	83	80
	S2	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego, olej łupkowy	86	81	78	86	81	78
	S3	Torf, brykiety z torfu	86	81	78	86	81	78
	S4	Sucha biomasa, w tym biomasa drzewna i inne rodzaje biomasy stałej, w tym granulaty drzewny i brykiety drzewne, suszone wióry drewniane, czyste i suche odpady drzewne, łupiny orzechów oraz pestki oliwek i inne pestki	86	81	78	86	81	78
	S5	Inna biomasa stała, w tym wszystkie rodzaje biomasy drzewnej nieuwjęte w kategorii S4 oraz ług czarny i melasa	80	75	72	80	75	72
	S6	Odpady komunalne i przemysłowe (nieodnawialne) i odpady odnawialne/ ulegające biodegradacji	80	75	72	80	75	72

Kategoria		Rodzaj paliwa	Rok zbudowania					
			Przed 2016 r.			Od 2016 r.		
			Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾	Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾
Paliwa ciekłe	L7	Ciężki olej opałowy, olej napędowy, inne produkty naftowe	89	84	81	85	80	77
	L8	Biopaliwa ciekłe, w tym biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiesel i inne biopaliwa ciekłe	89	84	81	85	80	77
	L9	Odpady płynne, w tym odpady ulegające biodegradacji i odpady nieodnawialne (w tym łój, tłuszcz i młóto)	80	75	72	75	70	67
Paliwa gazowe	G10	Gaz ziemny, LPG, LNG i biometan	90	85	82	92	87	84
	G11	Gazy rafineryjne, wodór i gaz syntezowy	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogaz uzyskany w wyniku fermentacji beztlenowej, fermentacji odpadów na składowiskach i oczyszczania ścieków	70	65	62	80	75	72
	G13	Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, gaz kopalniany i inne gazy odzyskiwane (z wyjątkiem gazu rafineryjnego)	80	75	72	80	75	72

Kategoria		Rodzaj paliwa	Rok zbudowania					
			Przed 2016 r.			Od 2016 r.		
			Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾	Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽²⁾
Inne	O14	Ciepło odpadowe (w tym gazy spalinowe z procesów o wysokiej temperaturze, produkt egzotermicznych reakcji chemicznych)	—	—	—	92	87	—

⁽¹⁾ Jeżeli w obliczeniach sprawności cieplnej CHP (kogeneracji) w odniesieniu do instalacji na parę wodną nie został uwzględniony odzysk skroplin, wartości sprawności dla pary wodnej podane w tabeli powyżej zwiększa się o 5 punktów procentowych.

⁽²⁾ Wartości dla bezpośredniego wykorzystania ciepła spalin stosuje się, jeżeli temperatura wynosi 250 °C lub więcej.

ZAŁĄCZNIK IV

Szablon raportu operatora na temat wielkości emisji

1. ZARYS RAPORTU OPERATORA NA TEMAT WIELKOŚCI EMISJI
- 1.1. **Szablon zawierający minimalny zestaw elementów, które powinien zawierać raport operatora na temat wielkości emisji w porównaniu ze skróconym raportem na temat wielkości emisji**
 1. Identyfikacja operatora i instalacji:
 - a) nazwa operatora;
 - b) numer wpisu do rejestru przedsiębiorców lub rejestru działalności gospodarczej operatora;
 - c) pełny adres w języku angielskim;
 - d) instalacja poddawana weryfikacji, określona na podstawie następujących danych:
 - nazwa instalacji,
 - niepowtarzalny identyfikator instalacji w rejestrze CBAM,
 - odpowiedni kod lokalizacji ONZ obowiązujący w handlu i transporcie (UN/LOCODE),
 - transkrypcja pełnego adresu w języku angielskim,
 - oraz współrzędne geograficzne głównego źródła emisji pochodzących z instalacji.
 2. Podsumowanie planu monitorowania instalacji, zawierające co najmniej następujące informacje:
 - a) wykaz wszystkich procesów produkcji i ścieżek produkcyjnych objętych CBAM przeprowadzanych w instalacji;
 - b) wykaz procesów produkcji nieobjętych CBAM przeprowadzanych w instalacji;
 - c) wykaz pięciu najważniejszych (według masy) towarów produkowanych w każdym procesie produkcji, określonych na podstawie kodu CN;
 - d) wykaz pięciu najważniejszych (według podanej wartości opałowej) paliw wykorzystywanych w instalacji;
 - e) wykaz pięciu najważniejszych (według emisji) materiałów wykorzystywanych w instalacji prowadzących do powstawania emisji z procesów technologicznych;
 - f) jeżeli w instalacji stosuje się ciągły pomiar emisji – wykaz odpowiednich gazów cieplarnianych i pięciu największych źródeł emisji, do których jest on stosowany;
 - g) informacje o tym, czy wykorzystuje się jakiekolwiek paliwa o współczynniku zero oraz w jaki sposób operator wykazuje, że emisje z paliw można uznać za zerowe;
 - h) informacje o tym, czy mierzalne ciepło jest wprowadzane z innych instalacji lub wyprowadzane do innych instalacji, jak również informacje pozwalające zidentyfikować te instalacje.
 3. W przypadku emisji pośrednich – informacje o tym, czy zużywana energia elektryczna pochodzi z różnych źródeł, jak również zużywane ilości tej energii. Jeżeli źródła obejmują inne instalacje – nazwa i kraj pochodzenia dostawców.
 4. W przypadku emisji pośrednich, gdy energia elektryczna jest wytwarzana w instalacji – informacje o tym, czy energia elektryczna jest:
 - a) wytwarzana w procesie kogeneracji;
 - b) wytwarzana w drodze oddzielnego wytwarzania;
 - c) wytwarzana ze źródeł kopalnych lub odnawialnych;
 - d) wyprowadzana z granic systemowych procesu produkcji.

5. Informacje o tym, czy gazy odlotowe są wytwarzane i wykorzystywane w instalacji lub wprowadzane z innych instalacji lub wyprowadzane do innych instalacji, jak również informacje pozwalające zidentyfikować te instalacje.
6. Informacje o tym, czy transfer CO₂ ma zastosowanie, a także tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej za instalacje odbiorcze lub infrastrukturę transportową lub podmiotów, do których CO₂ jest przekazywany.
7. Całkowita wielkość emisji bezpośrednich z instalacji w okresie sprawozdawczym.
8. W razie potrzeby, w przypadku nowych instalacji – okres (w miesiącach) wykorzystywany do monitorowania emisji.
9. Jeżeli instalacja produkuje towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, ale nie w załączniku II do tego rozporządzenia – całkowita ilość energii elektrycznej zużytej w instalacji.
10. Jeżeli instalacja produkuje towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, ale nie w załączniku II do tego rozporządzenia – ilość energii elektrycznej zużytej w instalacji do produkcji tych towarów.
11. Jeżeli instalacja produkuje towary wymienione w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, ale nie w załączniku II do tego rozporządzenia – identyfikacja instalacji, z których pozyskiwana jest energia elektryczna.
12. W stosownych przypadkach, jeżeli instalacja zużywa energię elektryczną z różnych źródeł – ilość zużytej energii elektrycznej dla każdego źródła, kraj pochodzenia energii elektrycznej dla każdego źródła, współczynnik emisji dla każdego źródła oraz współczynnik emisji obliczony do celów ustalenia pośrednich emisji wbudowanych zgodnie z art. 9.
13. Wszystkie towary produkowane w instalacji i w każdym procesie produkcji oraz wyprodukowana ilość tych towarów.
14. W stosownych przypadkach towary nieobjęte CBAM produkowane w każdym procesie produkcji i wyprodukowana ilość tych towarów.
15. W odniesieniu do każdego z towarów:
 - a) specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane związane z każdym z towarów, wyrażone w tonach CO₂ na jednostkę funkcjonalną;
 - b) specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane związane z każdym składem towarów, w stosownych przypadkach;
 - c) informacje dotyczące jakości danych i zastosowanych metod, w szczególności informacje na temat tego, czy wielkość emisji wbudowanych ustalono w pełni na podstawie monitorowania, czy zastosowano którąkolwiek z wartości domyślnych udostępnionych zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956;
 - d) udział emisji wbudowanych, w odniesieniu do których zastosowano wartości domyślne;
 - e) w przypadku towarów niewymienionych w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - udział emisji pośrednich ustalony na podstawie wartości rzeczywistych zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia,
 - udział emisji pośrednich ustalony na podstawie wartości domyślnych zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia,
 - w odniesieniu do udziału emisji pośrednich ustalonego na podstawie wartości rzeczywistych – potwierdzenie, że spełnione są kryteria stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, oraz potwierdzenie, że powiązane dowody określone w pkt D.4.3 załącznika II zostały przedłożone weryfikatorowi,
 - specyficzne emisje pośrednie obliczone zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do każdego wyprodukowanego towaru;

- f) w przypadku energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii:
- potwierdzenie, w stosownych przypadkach, że spełnione jest kryterium stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 5 lit. b) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do bezpośredniego połączenia między instalacją wytwarzającą energię elektryczną a unijnym systemem przesyłowym, oraz potwierdzenie, że powiązane dowody określone w pkt D.2.4 załącznika II zostały przedłożone weryfikatorowi,
 - potwierdzenie, że spełnione jest kryterium stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 5 lit. c) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, oraz potwierdzenie, że powiązane dowody określone w pkt D.2.4 załącznika II zostały przedłożone weryfikatorowi,
 - wskazanie, że odpowiednie addenda dotyczące konkretnego zgłaszającego zawierające elementy określone w pkt 1.1.1 niniejszego załącznika zostały przesłane weryfikatorowi,
 - współczynnik emisji dla importowanej energii elektrycznej określony na podstawie rzeczywistych emisji.
16. Całkowita wielkość emisji z instalacji, w tym:
- a) dane dotyczące działalności w każdym procesie produkcji i współczynniki obliczeniowe dla każdego wykorzystywanego strumienia materiałów wsadowych;
 - b) wielkość emisji z każdego źródła emisji monitorowanego przy użyciu metodyki opartej na pomiarach;
 - c) wielkość emisji określona innymi metodami;
 - d) ilości CO₂ otrzymane z innych instalacji lub wyprowadzone do innych instalacji w celu geologicznego składowania lub jako wsad do produktów, w których CO₂ jest trwale związany chemicznie;
 - e) informacje na temat luk w danych i wykorzystanych szacunków.
17. Bilans wprowadzonego, wyprodukowanego, zużytego i wyprowadzonego mierzalnego ciepła, gazów odlotowych i energii elektrycznej w każdym procesie produkcji.
18. Ilość każdego rodzaju prekursora wyprodukowanego w instalacji i wykorzystanego w tej instalacji, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9.
19. Ilość każdego rodzaju prekursora wyprodukowanego w instalacji i wykorzystanego w każdym procesie produkcji, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9.
20. Ilość każdego rodzaju prekursora wyprodukowanego poza instalacją i wykorzystanego przez instalację.
21. Ilość każdego rodzaju prekursorów wyprodukowanych poza instalacją i wykorzystanych w każdym procesie produkcji.
22. Dane dotyczące każdego rodzaju prekursora, który był wykorzystywany w instalacji i w odniesieniu do którego zastosowano wartości domyślne, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9:
- a) kod CN;
 - b) nazwa towaru;
 - c) kraj pochodzenia, jeżeli jest znany, w którym prekursor został wyprodukowany poza instalacją;
 - d) mająca zastosowanie wartość domyślna.

23. Dane dotyczące każdego rodzaju prekursora, który był wykorzystywany w instalacji i w odniesieniu do którego zastosowano wartości rzeczywiste, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9:
 - a) kod CN;
 - b) nazwa towaru;
 - c) kraj pochodzenia, w którym prekursor został wyprodukowany poza instalacją;
 - d) okres sprawozdawczy oraz wskazanie, czy został on określony na podstawie domyślnego okresu sprawozdawczego czy rzeczywistego czasu produkcji;
 - e) specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie).
24. W przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje od innej instalacji prekursory objęte danym kodem CN wyprodukowane w różnych okresach sprawozdawczych – specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie), które mają być wykorzystane w odniesieniu do tego prekursora zgodnie z art. 14 ust. 1.
25. W przypadku gdy w procesie produkcji towaru złożonego wykorzystano prekursor objęty danym kodem CN uzyskany z wielu instalacji – specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie), które mają być wykorzystane w odniesieniu do tego prekursora, oraz wskazanie, czy zostały one określone przy użyciu metody domyślnej określonej w art. 14 ust. 2 czy poprzez obliczenie emisji wbudowanych związanych z danym prekursorem uzyskanym z konkretnej instalacji lub podzbioru instalacji zgodnie z art. 14 ust. 3.
26. W stosownych przypadkach, ilość energii elektrycznej wykorzystanej w każdym procesie produkcji.
27. Ilość prekursorów wyprodukowanych w instalacji i wykorzystanych w każdym procesie produkcji, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4.
28. Informacje na temat operatora i instalacji pochodzenia prekursora: nazwa operatora; nazwa instalacji; niepowtarzalny identyfikator instalacji w rejestrze CBAM, jeżeli istnieje; mający zastosowanie okres sprawozdawczy.
29. Informacje na temat sposobu obliczania wielkości przypisanych emisji bezpośrednich i pośrednich z każdego procesu produkcji.
30. Poziom działalności i wielkość przypisanych emisji z każdego procesu produkcji.
31. Wykaz wszystkich odnośnych wyprodukowanych towarów mierzonych w jednostce funkcjonalnej dla każdego kodu CN, w tym prekursorów nieobjętych odrębnymi procesami produkcji od tych dotyczących towarów złożonych zgodnie z art. 4.
32. W stosownych przypadkach informacje na temat współczynnika emisji energii elektrycznej, jeżeli stosowane są wartości rzeczywiste.
33. W stosownych przypadkach informacje dotyczące współczynnika emisji energii elektrycznej w umowie zakupu energii elektrycznej.
34. Ilość towarów przypadająca na ścieżkę produkcyjną, jak następuje:
 - a) ilości każdego towaru, mierzone w jednostce funkcjonalnej dla każdego kodu CN;
 - b) w przypadku gdy jednostka funkcjonalna zgodnie z art. 4 jest inna niż tony towarów w podziale na kody CN – ilości towarów wyrażone w jednostkach funkcjonalnych wyprodukowane w okresie sprawozdawczym w każdym procesie produkcji.
35. Wartości parametrów specyficznych dla danego sektora wymaganych w odniesieniu do każdego towaru zgodnie z pkt 2 niniejszego załącznika.

1.1.1. *Addendum do raportu operatora na temat wielkości emisji dotyczące konkretnego zgłaszającego w odniesieniu do energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii*

Addendum do raportu operatora na temat wielkości emisji utworzone dla każdego upoważnionego zgłaszającego CBAM zgodnie z art. 8 ust. 4 zawiera następujące informacje:

- 1) numer EORI upoważnionego zgłaszającego CBAM, do którego odnosi się addendum dotyczące konkretnego zgłaszającego;
- 2) wskazanie, że spełnione są kryteria stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 5 akapit pierwszy lit. a) i d) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, a także, w stosownych przypadkach, określone w pkt 5 akapit pierwszy lit. b) załącznika IV do tego rozporządzenia w odniesieniu do niewystąpienia fizycznego przeciążenia sieci, oraz potwierdzenie, że powiązane dowody określone w pkt D.2.4 załącznika II zostały przedłożone weryfikatorowi;
- 3) ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez tego upoważnionego zgłaszającego CBAM z odpowiedniej instalacji, w odniesieniu do której spełnione są kryteria określone w pkt 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

1.2 **Skrócony raport operatora na temat wielkości emisji**

Wymienione poniżej informacje zawarte w raporcie operatora na temat wielkości emisji zamieszcza się również w skróconym raporcie operatora na temat wielkości emisji:

- 1) identyfikacja operatora i instalacji:
 - a) nazwa operatora;
 - b) numer wpisu do rejestru przedsiębiorców lub rejestru działalności gospodarczej operatora;
 - c) pełny adres w języku angielskim;
- 2) instalacja poddawana weryfikacji, określona na podstawie następujących danych:
 - a) nazwa instalacji;
 - b) niepowtarzalny identyfikator instalacji w rejestrze CBAM;
 - c) odpowiedni kod lokalizacji ONZ obowiązujący w handlu i transporcie (UN/LOCODE);
 - d) pełny adres w języku angielskim;
 - e) oraz współrzędne geograficzne głównego źródła emisji pochodzących z instalacji;
- 3) wykaz wszystkich procesów produkcji i ścieżek produkcyjnych objętych CBAM przeprowadzanych w instalacji, któremu towarzyszy specyfikacja towarów w każdym procesie produkcji;
- 4) w odniesieniu do każdego z towarów:
 - a) specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane związane z każdym z towarów;
 - b) udział emisji wbudowanych, w odniesieniu do których zastosowano wartości domyślne;
 - c) w przypadku towarów niewymienionych w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956:
 - udział emisji pośrednich ustalony na podstawie wartości rzeczywistych zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia,
 - udział emisji pośrednich ustalony na podstawie wartości domyślnych zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia,
 - w odniesieniu do udziału emisji pośrednich ustalonego na podstawie wartości rzeczywistych – potwierdzenie, że spełnione są kryteria stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 6 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956,
 - specyficzne emisje pośrednie obliczone zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia w odniesieniu do każdego wyprodukowanego towaru;

- d) w przypadku energii elektrycznej importowanej na obszar celny Unii:
 - potwierdzenie, w stosownych przypadkach, że spełnione jest kryterium stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 5 lit. b) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 w odniesieniu do bezpośredniego połączenia między instalacją wytwarzającą energię elektryczną a unijnym systemem przesyłowym,
 - potwierdzenie, że spełnione jest kryterium stosowania wartości rzeczywistych określone w pkt 5 lit. c) załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956, oraz potwierdzenie, że powiązane dowody określone w pkt D.2.4 załącznika II zostały przedłożone weryfikatorowi,
 - współczynnik emisji dla importowanej energii elektrycznej określony na podstawie rzeczywistych emisji;
- e) przydział bezpłatnych uprawnień w odniesieniu do specyficznych emisji wbudowanych dla każdego z wyprodukowanych towarów;
- f) potwierdzenie stosowania mających zastosowanie wskaźników CBAM oraz metod stosowanych do określenia przydziału bezpłatnych uprawnień w odniesieniu do specyficznych emisji wbudowanych;
- 5) całkowite emisje bezpośrednie z instalacji w okresie sprawozdawczym oraz całkowite emisje bezpośrednie w każdym procesie produkcji;
- 6) jeżeli instalacja produkuje towary niewymienione w załączniku II do rozporządzenia (UE) 2023/956 – informacje na temat wielkości emisji pośrednich z instalacji w okresie sprawozdawczym;
- 7) informacje o tym, czy mierzalne ciepło jest wprowadzane z innych instalacji lub wyprowadzane do innych instalacji;
- 8) informacje o tym, czy wykorzystuje się jakiekolwiek paliwa o współczynniku zero oraz w jaki sposób operator wykazuje, że emisje z paliw można uznać za zerowe;
- 9) informacje o tym, czy gazy odlotowe są wytwarzane i wykorzystywane w instalacji lub wprowadzane z innych instalacji lub wyprowadzane do innych instalacji;
- 10) wskazanie, czy stosuje się wychwytywanie CO₂, w tym informacje pozwalające zidentyfikować instalację lub infrastrukturę transportową, do której jest przekazywany jest CO₂;
- 11) w przypadku emisji pośrednich, gdy energia elektryczna jest wytwarzana w instalacji – informacje o tym, czy energia elektryczna jest:
 - a) wytwarzana w procesie kogeneracji;
 - b) wytwarzana w drodze oddzielnego wytwarzania;
 - c) wytwarzana ze źródeł kopalnych lub odnawialnych;
 - d) wyprowadzana z granic systemowych procesu produkcji;
- 12) dane dotyczące każdego użytego prekursora, w odniesieniu do którego wykorzystano wartości domyślne, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9:
 - a) kod CN;
 - b) nazwa towaru;
 - c) kraj pochodzenia, jeżeli jest znany, w którym prekursor został wyprodukowany poza instalacją;
 - d) mająca zastosowanie wartość domyślna;
- 13) dane dotyczące każdego użytego prekursora, w odniesieniu do którego wykorzystano wartości rzeczywiste, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w procesie produkcji zgodnie z art. 4 ust. 9:
 - a) kod CN;
 - b) nazwa towaru;
 - c) kraj pochodzenia, w którym prekursor został wyprodukowany poza instalacją;
 - d) okres sprawozdawczy oraz wskazanie roku, w którym prekursor był wykorzystywany do produkcji towaru złożonego;
 - e) specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie);

- 14) w przypadku gdy instalacja produkująca towary złożone otrzymuje od innej instalacji prekursory objęte danym kodem CN wyprodukowane w różnych okresach sprawozdawczych – specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie), które mają być wykorzystane w odniesieniu do tego prekursora zgodnie z art. 14 ust. 1;
- 15) w przypadku gdy w procesie produkcji towaru złożonego wykorzystano rodzaj prekursora uzyskanego z wielu instalacji – specyficzne emisje wbudowane (bezpośrednie i, w stosownych przypadkach, pośrednie), które mają być wykorzystane w odniesieniu do tego prekursora, oraz wskazanie, czy zostały one określone przy użyciu metody domyślnej określonej w art. 14 czy poprzez obliczenie emisji wbudowanych związanych z danym prekursorem uzyskanym z konkretnej instalacji lub podzbioru instalacji zgodnie z tym artykułem;
- 16) informacje na temat operatora i instalacji pochodzenia prekursora: nazwa operatora; nazwa instalacji; niepowtarzalny identyfikator instalacji w rejestrze CBAM, jeżeli istnieje; mający zastosowanie okres sprawozdawczy.

2. PARAMETRY SPECYFICZNE DLA DANEGO SEKTORA, KTÓRE NALEŻY UWZGLĘDNIĆ W RAPORCIE NA TEMAT WIELKOŚCI EMISJI

Zbiorcza kategoria towarów	Wymóg sprawozdawczości
Gлина kalcynowana	— n.d.
Klinkier cementowy	— n.d.
Cement	— Stosunek masowy zużytych ton klinkieru cementowego na wyprodukowaną tonę cementu (stosunek klinkieru do cementu wyrażony w procentach).
Cement glinowy	— n.d.
Wodór	— n.d.
Mocznik	— Czystość (procent masowy zawartego mocznika, % zawartego N). — Zawartość N
Kwas azotowy	— Stężenie (procent masowy). — Zawartość N
Amoniak	— Stężenie w przypadku roztworu wodnego. — Zawartość N
Nawozy mieszane	— Informacje wymagane zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/1009: — zawartość N w postaci amonu (NH_4^+), — zawartość N w postaci azotanu (NO_3^-), — zawartość N w postaci mocznika, — zawartość N w innych postaciach (organicznych). — Zawartość N ogółem
Ruda spiekana	— n.d.
Surówka	— Główny zastosowany czynnik redukujący. — Procent masowy Mn, Cr, Ni, suma innych pierwiastków stopowych.
FeMn – żelazomangan	— Procent masowy Mn i węgla.
FeCr – żelazochrom	— Procent masowy Cr i węgla.
FeNi – żelazonikiel	— Procent masowy Ni i węgla.
Żelazo DRI (żelazo z bezpośredniej redukcji)	— Główny zastosowany czynnik redukujący. — Procent masowy Mn, Cr, Ni, suma innych pierwiastków stopowych.

Zbiorcza kategoria towarów	Wymóg sprawozdawczości
Stal surowa	— Główny czynnik redukujący prekursora, o ile jest znany. — Procent masowy Mn, Cr, Ni, suma innych pierwiastków stopowych. — Tony złomu użyte do produkcji 1 t stali surowej. — % złomu, który jest złomem przedkonsumenckim.
Produkty z żeliwa lub stali	— Główny czynnik redukujący zastosowany w produkcji prekursora, o ile jest znany. — Procent masowy Mn, Cr, Ni, suma innych pierwiastków stopowych. — Tony złomu użyte do produkcji 1 t produktu. — % złomu, który jest złomem przedkonsumenckim.
Aluminium nieobrobione plastycznie	— Tony złomu użyte do produkcji 1 t produktu. — % złomu, który jest złomem przedkonsumenckim. — Jeżeli całkowita zawartość pierwiastków innych niż aluminium przekracza 1 % – łączny odsetek takich pierwiastków.
Produkty z aluminium	— Tony złomu użyte do produkcji 1 t produktu. — % złomu, który jest złomem przedkonsumenckim. — Jeżeli całkowita zawartość pierwiastków innych niż aluminium przekracza 1 % – łączny odsetek takich pierwiastków.

ZAŁĄCZNIK V

Dostosowania wartości domyślnych dla poszczególnych regionów

Do celów pkt 7 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 można zastosować alternatywne dostosowania wartości domyślnych dla poszczególnych regionów w odniesieniu do towaru przywożonego w danym roku, jeżeli upoważniony zgłaszający CBAM wykaże Komisji do dnia 30 czerwca danego roku, na podstawie zbiorów danych pochodzących z wiarygodnych alternatywnych oficjalnych źródeł, w tym statystyk krajowych, obejmujących jeden rok kalendarzowy, że alternatywne dostosowania wartości domyślnych dla poszczególnych regionów są niższe niż wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

W przypadku gdy Komisja uzna dostarczone alternatywne oficjalne źródła za wiarygodne, zmienia – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca następnego roku – odpowiednie wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956. Zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do towarów przywiezionych w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł.

W przypadku gdy upoważniony zgłaszający CBAM dostarczy zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł po dniu 30 czerwca roku przywozu towaru, a Komisja uzna je za wiarygodne, zmienia ona – w miarę możliwości do dnia 30 czerwca drugiego roku następującego po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł – odpowiednie wartości domyślne określone zgodnie z załącznikiem IV do rozporządzenia (UE) 2023/956. Zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do towarów przywiezionych w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł. W przypadku gdy Komisji uda się zmienić odpowiednie wartości domyślne w roku następującym po roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł, i przed terminem składania deklaracji CBAM zgodnie z art. 6 rozporządzenia (UE) 2023/956, zmienione wartości domyślne mają zastosowanie do towarów przywiezionych w roku, w którym dostarczono zbiory danych z alternatywnych źródeł urzędowych.