



KOMISJA
EUROPEJSKA

Bruksela, dnia 17.8.2023 r.
C(2023) 5512 final

ANNEXES 1 to 9

ZAŁĄCZNIKI

do

rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) .../...

**ustanawiającego 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**

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

ZAŁĄCZNIK I

Informacje przekazywane w sprawozdaniach CBAM

Przy składaniu sprawozdania CBAM zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym przestrzega struktury sprawozdania CBAM podanej w tabeli 1 niniejszego załącznika i w rejestrze przejściowym CBAM oraz przekazuje szczegółowe informacje wymienione w tabeli 2 niniejszego załącznika.

Tabela 1: Struktura sprawozdania CBAM

Sprawozdanie CBAM
Data sporządzenia sprawozdania
Kod identyfikacyjny projektu sprawozdania
Kod identyfikacyjny sprawozdania
Okres sprawozdawczy
Rok
--Zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym
----Adres
--Przedstawiciel *
----Adres
--Importer *
----Adres
--Właściwy organ
--Podpisy
----Potwierdzenie sprawozdania
----Rodzaj obowiązującej metodyki sporządzania sprawozdania
--Uwagi
--Towary przywiezione objęte mechanizmem CBAM
Numer pozycji towarowej
----Przedstawiciel *
-----Adres
----Importer *
-----Adres
----Kod towaru
Kod podpozycji systemu zharmonizowanego
Kod Nomenklatury scalonej
-----Szczegółowe informacje o towarze
----Kraj pochodzenia
----Przywieziona ilość na procedurę celną
-----Procedura
-----Informacje o uszlachetnianiu czynnym
-----Obszar przywozu
-----Ilość towarów (na procedurę)
-----Ilość towarów (uszlachetnianie czynne)
-----Informacje szczególne dotyczące towarów
----Ilość towarów (przywiezionych)
----Emisje z towarów przywiezionych ogółem
----Dokumenty potwierdzające (dotyczące towarów)

-----Załączniki
----Uwagi
----Emisje z towarów objętych mechanizmem CBAM
Numer porządkowy emisji
Kraj produkcji
-----Nazwa przedsiębiorstwa, w którym znajduje się instalacja
-----Adres
-----Dane kontaktowe
-----Instalacja
-----Adres
-----Ilość towarów (wyprodukowanych)
-----Emisje z instalacji
-----Bezpośrednie emisje wbudowane
-----Pośrednie emisje wbudowane
-----Metoda produkcji i parametry kwalifikacji
-----Parametry kwalifikacji emisji bezpośrednich
-----Parametry kwalifikacji emisji pośrednich
-----Dokumenty potwierdzające (do celów określania emisji)
-----Załączniki
-----Należna opłata emisyjna
-----Towary objęte należną opłatą emisyjną
-----Ilość towarów (objętych opłatą)
-----Uwagi

Tabela 2: Szczegółowe wymogi informacyjne w odniesieniu do sprawozdania CBAM

Sprawozdanie CBAM
Data sporządzenia sprawozdania
Kod identyfikacyjny projektu sprawozdania
Kod identyfikacyjny sprawozdania
Okres sprawozdawczy
Rok
Towary przywiezione ogółem
Emisje ogółem
--Zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym
Numer identyfikacyjny
Imię i nazwisko/nazwa
Funkcja
----Adres
Państwo członkowskie siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu

Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
--Przedstawiciel *
Numer identyfikacyjny
Imię i nazwisko/nazwa
----Adres
Państwo członkowskie siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu
Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
--Importer *
Numer identyfikacyjny
Imię i nazwisko/nazwa
----Adres
Państwo członkowskie lub kraj siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu
Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
--Właściwy organ
Numer referencyjny
--Podpisy
----Potwierdzenie sprawozdania
Potwierdzenie globalnych danych zawartych w sprawozdaniu
Potwierdzenie wykorzystania danych
Data złożenia podpisu
Miejsce złożenia podpisu
Podpis
Stanowisko osoby składającej podpis
----Rodzaj obowiązującej metodyki sporządzania sprawozdania
Inna obowiązująca metodyka sporządzania sprawozdania
--Uwagi
Informacje dodatkowe
--Towary przywiezione objęte mechanizmem CBAM
Numer pozycji towarowej
----Przedstawiciel *
Numer identyfikacyjny
Imię i nazwisko/nazwa
-----Adres

Państwo członkowskie siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu
Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
----Importer *
Numer identyfikacyjny
Imię i nazwisko/nazwa
-----Adres
Państwo członkowskie lub kraj siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu
Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
----Kod towaru
Kod podpozycji systemu zharmonizowanego
Kod Nomenklatury scalonej
-----Szczegółowe informacje o towarze
Opis towarów
----Kraj pochodzenia
Kod kraju
-----Przywieziona ilość na procedurę celną
Numer porządkowy
-----Procedura
Wnioskowana procedura
Poprzednia procedura
Informacje o uszlachetnianiu czynnym
Państwo członkowskie, które wydało pozwolenie na uszlachetnianie czynne
Zwolnienie z obowiązku rozliczenia zamknięcia w przypadku uszlachetniania czynnego
Pozwolenie
Rozpoczęcie globalizacji
Zakończenie globalizacji
Termin złożenia rozliczenia zamknięcia
-----Obszar przywozu
Obszar przywozu
-----Ilość towarów (na procedurę)
Masa netto
Jednostki uzupełniające
Rodzaj jednostki miary

-----Ilość towarów (uszlachetnianie czynne)
Masa netto
Jednostki uzupełniające
Rodzaj jednostki miary
-----Informacje szczególne dotyczące towarów
Informacje dodatkowe
----Ilość towarów (przywiezionych)
Masa netto
Jednostki uzupełniające
Rodzaj jednostki miary
----Emisje z towarów przywiezionych ogółem
Emisje z towarów na jednostkę produktu
Emisje z towarów ogółem
Emisje bezpośrednie z towarów
Emisje pośrednie z towarów
Rodzaj jednostki miary emisji
----Dokumenty potwierdzające (dotyczące towarów)
Numer porządkowy
Rodzaj
Kraj wydania dokumentu
Numer referencyjny
Numer pozycji w dokumencie
Nazwa organu wydającego
Data rozpoczęcia ważności
Data końca ważności
Opis
-----Załączniki
Nazwa pliku
Jednolity identyfikator zasobów
Wielozadaniowe rozszerzenia poczty internetowej
Zawarty obiekt binarny
----Uwagi
Informacje dodatkowe
----Emisje z towarów objętych mechanizmem CBAM
Numer porządkowy emisji
Kraj produkcji
-----Nazwa przedsiębiorstwa, w którym znajduje się instalacja
Kod identyfikacyjny operatora
Nazwa operatora
-----Adres
Kod kraju
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu

Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
-----Dane kontaktowe
Imię i nazwisko
Numer telefonu
e-mail
-----Instalacja
Kod identyfikacyjny instalacji
Nazwa instalacji
Działalność gospodarcza
-----Adres
Państwo siedziby
Jednostka podziału administracyjnego
Miejscowość
Ulica
Ulica – dodatkowy wiersz
Numer domu
Kod pocztowy
Skrytka pocztowa
Numer działki lub posesji
UNLOCODE
Szerokość geograficzna
Długość geograficzna
Rodzaj współrzędnych
-----Ilość towarów (wyprodukowanych)
Masa netto
Jednostki uzupełniające
Rodzaj jednostki miary
-----Emisje z instalacji
Emisje z instalacji ogółem
Emisje bezpośrednie z instalacji
Emisje pośrednie z instalacji
Rodzaj jednostki miary emisji
-----Bezpośrednie emisje wbudowane
Sposób określania
Sposób określania (energia elektryczna)
Rodzaj obowiązującej metodyki sporządzania sprawozdania
Obowiązująca metodyka sporządzania sprawozdania
Specyficzne (bezpośrednie) emisje wbudowane
Wskazanie innych źródeł
Źródło współczynnika emisji (w odniesieniu do energii elektrycznej)
Współczynnik emisji
Importowana energia elektryczna
Emisje wbudowane ogółem importowanej energii elektrycznej
Rodzaj jednostki miary
Źródło wartości współczynnika emisji

Uzasadnienie
Spełnienie warunkowości
-----Pośrednie emisje wbudowane
Sposób określania
Źródło współczynnika emisji
Współczynnik emisji
Specyficzne (pośrednie) emisje wbudowane
Rodzaj jednostki miary
Zużyta energia elektryczna
Źródło energii elektrycznej
Źródło wartości współczynnika emisji
-----Metoda produkcji i parametry kwalifikacji
Numer porządkowy
Kod identyfikacyjny metody
Nazwa metody
Numer identyfikacyjny konkretnej huty stali
Informacje dodatkowe
-----Parametry kwalifikacji emisji bezpośrednich
Numer porządkowy
Numer identyfikacyjny parametru
Nazwa parametru
Opis
Rodzaj wartości parametru
Wartość parametru
Informacje dodatkowe
-----Parametry kwalifikacji emisji pośrednich
Numer porządkowy
Numer identyfikacyjny parametru
Nazwa parametru
Opis
Rodzaj wartości parametru
Wartość parametru
Informacje dodatkowe
-----Dokumenty potwierdzające (do celów określania emisji)
Numer porządkowy
Rodzaj dokumentu dotyczącego emisji
Kraj wydania dokumentu
Numer referencyjny
Numer pozycji w dokumencie
Nazwa organu wydającego
Data rozpoczęcia ważności
Data końca ważności
Opis
-----Załączniki
Nazwa pliku
Jednolity identyfikator zasobów
Wielozadaniowe rozszerzenia poczty internetowej

Zawarty obiekt binarny
-----Należna opłata emisyjna
Numer porządkowy
Rodzaj instrumentu
Nazwa i wskazanie aktu prawnego
Kwota należnej opłaty emisyjnej
Waluta
Kurs wymiany
Kwota (EUR)
Kod kraju
----- Towary objęte należną opłatą emisyjną
Numer porządkowy
Rodzaj towarów objętych opłatą
Kod CN towarów objętych opłatą
Ilość emisji objętych opłatą
Ilość emisji objętych przydziałem bezpłatnych uprawnień, rabatem lub inną formą rekompensaty
Informacje uzupełniające
Informacje dodatkowe
-----Ilość towarów (objętych opłatą)
Masa netto
Jednostki uzupełniające
Rodzaj jednostki miary
-----Uwagi
Numer porządkowy
Informacje dodatkowe

* Uwaga: Przedstawiciela/importera rejestruje się albo na poziomie sprawozdania CBAM, albo na poziomie przywiezionych towarów objętych CBAM, w zależności od tego, czy w odniesieniu do powiązanych przywiezionych towarów objętych CBAM przedstawiciele/importerzy są ci sami, czy inni.

ZAŁĄCZNIK II

Definicje i ścieżki produkcyjne towarów

1. DEFINICJE

Do celów niniejszego załącznika oraz załączników III, IV i VIII–IX stosuje się następujące definicje:

- 1) „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;
- 2) „poziom działalności” oznacza ilość towarów wyprodukowanych w granicach procesu produkcji (wyrażoną w MWh w przypadku energii elektrycznej lub w tonach w przypadku innych towarów);
- 3) „okres sprawozdawczy” oznacza okres, który operator instalacji wybrał jako okres odniesienia do celów określania wielkości emisji wbudowanych;
- 4) „strumień materiałów wsadowych” oznacza którąkolwiek z następujących pozycji:
 - a) określony typ paliwa, surowca lub produktu, którego zużycie lub produkcja powoduje emisje odnośnych gazów cieplarnianych w jednym źródle emisji lub w ich większej liczbie;
 - b) określony typ paliwa, surowca lub produktu zawierający węgiel pierwiastkowy i uwzględniany w obliczeniach emisji gazów cieplarnianych z zastosowaniem metody bilansu masowego;
- 5) „źródło emisji” oznacza możliwą do zidentyfikowania część instalacji lub proces odbywający się w instalacji, z których emitowane są odnośne gazy cieplarniane;
- 6) „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;
- 7) „współczynniki obliczeniowe” oznaczają wartość opałową, współczynnik emisji, wstępny współczynnik emisji, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, zawartość węgla pierwiastkowego lub frakcję biomasy;
- 8) „emisje pochodzące ze spalania” oznaczają emisje gazów cieplarnianych powstające podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;
- 9) „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;
- 10) „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 CO₂;

- 11) „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;
- 12) „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;
- 13) „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;
- 14) „zachowawczy” oznacza, że zbiór założeń zdefiniowano w sposób zapobiegający niedoszacowaniu zgłaszanych emisji lub przeszacowaniu produkcji ciepła, energii elektrycznej lub towarów;
- 15) „biomasa” oznacza ulegającą biodegradacji frakcję produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi, z leśnictwa i powiązanych gałęzi przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegającą biodegradacji frakcję odpadów, w tym odpadów przemysłowych i komunalnych pochodzenia biologicznego;
- 16) „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;
- 17) „pozostałość” oznacza substancję niebędącą produktem końcowym (produktami końcowymi), którego (których) 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;
- 18) „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;
- 19) „prawna kontrola metrologiczna” oznacza kontrolę – 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;

- 20) „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;
- 21) „system pomiarowy” oznacza kompletny zestaw przyrządów pomiarowych i innych urządzeń, takich jak urządzenia do pobierania próbek i przetwarzania danych, stosowany do określania takich zmiennych, jak dane dotyczące działalności, zawartość węgla pierwiastkowego, wartość opałowa lub współczynnik emisji dla emisji gazów cieplarnianych;
- 22) „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;
- 23) „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.
- 24) „partia” oznacza ilość paliwa lub materiału poddaną reprezentatywnemu próbkowaniu i scharakteryzowaną, przekazywaną jako jednorazowa dostawa lub w sposób ciągły w określonym czasie;
- 25) „paliwo mieszane” oznacza paliwo zawierające zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;
- 26) „materiał mieszany” oznacza materiał zawierający zarówno węgiel pierwiastkowy z biomasy, jak i węgiel pierwiastkowy kopalny;
- 27) „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;
- 28) „frakcja kopalna” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego kopalnego i nieorganicznego do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;

- 29) „frakcja biomasy” oznacza stosunek węgla pierwiastkowego pochodzącego z biomasy do całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w paliwie lub materiale, wyrażony jako ułamek;
- 30) „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;
- 31) „CO₂ związany w paliwie” oznacza CO₂ będący częścią strumienia materiałów wsadowych;
- 32) „węgiel kopalny” oznacza węgiel nieorganiczny i organiczny, który nie jest biomasą;
- 33) „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;
- 34) „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;
- 35) „warunki standardowe” oznaczają temperaturę wynoszącą 273,15 K i ciśnienie wynoszące 101 325 Pa, definiujące normalny metr sześcienny (Nm³);
- 36) „dane przybliżone” oznaczają wartości roczne potwierdzone empirycznie lub uzyskane z przyjętych źródeł, wykorzystywane przez operatora do zastąpienia zbioru danych do celów zapewnienia pełnego raportowania, kiedy stosowana metodyka monitorowania nie pozwala na uzyskanie wszystkich wymaganych danych lub współczynników;
- 37) „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;
- 38) „ciepłomierz” oznacza miernik energii cieplnej lub każde inne urządzenie do pomiaru i zapisu ilości energii cieplnej wytwarzanej w oparciu o objętości i temperatury przepływu;
- 39) „niemierzalne ciepło” oznacza każde ciepło inne niż mieralne ciepło;
- 40) „gaz odlotowy” oznacza gaz zawierający niezupełnie utleniony węgiel w stanie gazowym, w standardowych warunkach, powstały w wyniku procesów wymienionych w pkt 22;
- 41) „proces produkcji” oznacza procesy chemiczne lub fizyczne przeprowadzane w części instalacji w celu wytworzenia towarów należących do zbiorczych kategorii towarów określonych w tabeli 1 zawartej w sekcji 2 niniejszego załącznika oraz jej określone granice systemowe dotyczące czynników produkcji, produktów i odpowiadających im emisji;

- 42) „ścieżka produkcyjna” oznacza określoną technologię wykorzystywaną w procesie produkcji do wytwarzania towarów należących do zbiorczych kategorii towarów;
- 43) „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 teradžulach, 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 mierzalnego 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 niemierzalnego ciepła, określone w oparciu o odpowiednie ilości paliw zużytych do produkcji ciepła oraz wartość opałową (NCV) miksu paliwowego;
 - e) ilości energii elektrycznej;
 - f) ilości CO₂ przekazywanego między instalacjami;
 - g) ilości prekursorów otrzymanych poza instalacją oraz ich odpowiednie parametry, takie jak kraj pochodzenia, wykorzystana ścieżka produkcyjna, specyficzne emisje bezpośrednie i pośrednie, należna opłata emisyjna;
 - h) parametry istotne dla obliczenia należnej opłaty emisyjnej;
- 44) „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;
- 45) „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 i które można wybierać na zasadzie dobrowolności;
- 46) „nieprawidłowość” oznacza pominięcie, podanie wprowadzających w błąd lub błędnych danych przez operatora, bez uwzględnienia dopuszczalnej niepewności pomiarów i analiz laboratoryjnych;
- 47) „istotna nieprawidłowość” oznacza nieprawidłowość, która, zdaniem weryfikatora, indywidualnie lub w połączeniu z innymi nieprawidłowościami przekracza poziom istotności lub może mieć wpływ na sposób rozpatrzenia sprawozdania operatora przez właściwy organ;

- 48) „wystarczająca pewność” oznacza wyrażony jasno we wnioskach z weryfikacji wysoki, ale nie absolutny poziom pewności, że weryfikowane sprawozdanie operatora jest wolne od istotnych nieprawidłowości;
- 49) „kwalifikowalny system monitorowania, raportowania i weryfikacji” oznacza systemy monitorowania, raportowania i weryfikacji, w przypadku gdy instalacja jest ustanowiona do celów systemu ustalania opłat za emisję gazów cieplarnianych, lub obowiązkowe systemy monitorowania emisji, lub system monitorowania emisji w instalacji, który może obejmować weryfikację prowadzoną przez akredytowanego weryfikatora, zgodnie z art. 4 ust. 2 niniejszego rozporządzenia.

2. ZESTAWIENIE KODÓW CN ZE ZBIORCZYMI KATEGORIAMI TOWARÓW

W tabeli 1 zawartej w niniejszym załączniku 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 przy określaniu emisji wbudowanych odpowiadających towarom wymienionym w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956.

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	Cement	Dwutlenek węgla
2523 29 00 – Pozostały cement portlandzki		
2523 90 00 – Pozostałe cementy hydrauliczne		
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

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
2834 21 00 – Azotany potasu	Nawozy mieszane	Dwutlenek węgla i podtlenek azotu
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		

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
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)	Stal surowa	Dwutlenek węgla
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		
7205 – Surówka, surówka zwierciadlista, żeliwo lub stal, w postaci granulek lub proszku (jeśli nie są objęte kategorią „Surówka”)	Produkty z żeliwa lub stali	Dwutlenek węgla
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
- 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, ciągną 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, cysterny, 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 – Cysterny, 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

Kod CN	Zbiorcza kategoria towarów	Gaz cieplarniany
		perfluorowęglow odory
7603 – Proszki i płatki aluminium	Produkty z aluminium	Dwutlenek węgla i perfluorowęglow odory
7604 – Sztaby, pręty i kształtowniki, z aluminium		
7605 – Drut aluminiowy		
7606 – Blachy grube, cienkie oraz taśma, o grubości przekraczającej 0,2 mm, z aluminium		
7607 – Folia aluminiowa (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		
Chemikalia		
2804 10 000 – Wodór	Wodór	Dwutlenek węgla

3. ŚCIEŻKI PRODUKCYJNE, GRANICE SYSTEMOWE I ODPOWIEDNIE PREKURSORY

3.1 Zasady międzysektorowe

W celu określenia poziomu działalności (wyprodukowanej ilości) towarów, który jest stosowany jako mianownik w równaniach 50 i 51 (sekcja F.1 załącznika III), stosuje się zasady monitorowania określone w sekcji F.2 załącznika III.

W przypadku gdy w ramach tej samej instalacji do produkcji towarów objętych tym samym kodem CN wykorzystuje się kilka ścieżek produkcyjnych i gdy tym ścieżkom produkcyjnym przypisane są odrębne procesy produkcji, wielkość emisji wbudowanych z tych towarów oblicza się oddzielnie dla każdej ścieżki produkcyjnej.

W ramach monitorowania emisji bezpośrednich monitoruje się wszystkie źródła emisji i strumienie materiałów wsadowych związane z procesem produkcji, z uwzględnieniem – w stosownych przypadkach – szczególnych wymogów określonych w sekcjach 3.2–3.19 niniejszego załącznika oraz zasad określonych w załączniku III.

Jeżeli stosuje się wychwytywanie CO₂, zastosowanie mają zasady określone w sekcji B.8.2 załącznika III.

Do celów monitorowania emisji pośrednich określa się całkowite zużycie energii elektrycznej w każdym procesie produkcji, w granicach systemowych określonych zgodnie z sekcjami 3.2–3.19 niniejszego załącznika oraz – w stosownych przypadkach – zgodnie z sekcją A.4 załącznika III. Odpowiedni współczynnik emisji dla energii elektrycznej określa się zgodnie z sekcją D.2 załącznika III.

Jeśli określono odpowiednie prekursory, odnoszą się one do odpowiednich zbiorczych kategorii towarów.

3.2 Glina kalcynowana

3.2.1. Przepisy szczególne

Glinom objętym kodem CN 2507 00 80, które nie są kalcynowane, przypisuje się emisje wbudowane równe zero. Należy uwzględnić je w sprawozdaniu CBAM, ale dostarczenie dodatkowych informacji przez producenta gliny nie jest wymagane. Poniższe przepisy dotyczą wyłącznie glin objętych wspomnianym kodem CN, które są kalcynowane.

3.2.2. Ścieżka produkcyjna

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.

Odpowiednie prekursory: brak.

3.3 Klinkier cementowy

3.3.1 Przepisy szczególne

Nie wprowadza się rozróżnienia między szarym i białym klinkierem cementowym.

3.3.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku klinkieru cementowego monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- 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 wapieniu i łupkach lub alternatywne surowce, takie jak popiół lotny jako składnik mączki surowcowej w piecu oraz surowce używane do oczyszczania spalin.
- Zastosowanie mają dodatkowe przepisy określone w sekcji B.9.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory: brak.

3.4 Cement

3.4.1 Przepisy szczególne

Brak.

3.4.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku cementu monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie emisje CO₂ ze spalania paliwa, w przypadku gdy proces ten ma związek z suszeniem materiałów.

Odpowiednie prekursory:

- klinkier cementowy;
- glina kalcynowana, jeśli jest wykorzystywana w procesie.

3.5 Cement glinowy

3.5.1 Przepisy szczególne

Brak.

3.5.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku cementu glinowego monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie emisje CO₂ ze spalania paliwa bezpośrednio lub pośrednio związane z procesem;
- emisje z procesów technologicznych pochodzące z węglanów zawartych w surowcach, w stosownych przypadkach, oraz z oczyszczania spalin.

Odpowiednie prekursory: brak.

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 produkcji gazu syntezowego ani wodoru 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 Ścieżki produkcyjne

3.6.2.1 Reforming parowy i częściowe utlenianie

W przypadku tych ścieżek produkcyjnych monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie procesy bezpośrednio lub pośrednio związane z produkcją wodoru oraz oczyszczanie 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.

Odpowiednie prekursory: brak.

3.6.2.2 Elektroliza wody

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje, w stosownych przypadkach:

- wszystkie emisje pochodzące z wykorzystania paliw, bezpośrednio lub pośrednio związane z procesem produkcji wodoru i z oczyszczaniem spalin.

Emisje pośrednie: W przypadku gdy wyprodukowany wodór posiada certyfikat zgodności z rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2023/1184 ⁽¹⁾, można zastosować zerowy współczynnik emisji dla energii elektrycznej. We wszystkich pozostałych przypadkach zastosowanie mają zasady dotyczące pośrednich emisji wbudowanych (sekcja D załącznika III).

Odpowiednie prekursory: brak.

Przypisywanie emisji do produktów: Jeśli tlen powstający jako produkt uboczny jest uwalniany do atmosfery, wszystkie emisje z procesu produkcji przypisuje się do wodoru. W przypadku gdy tlen będący produktem ubocznym jest wykorzystywany w innych procesach produkcji w danej instalacji lub jest sprzedawany, a emisje bezpośrednie lub pośrednie nie są równe zero, emisje z procesu produkcji przypisuje się do wodoru, opierając się na proporcjach molowych przy zastosowaniu następującego równania:

$$Em_{H_2} = Em_{total} \left(1 - \frac{\frac{m_{O_2,sold}}{M_{O_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{O_2,prod}}{M_{O_2}}} \right) \quad (\text{równanie 1})$$

⁽¹⁾ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10.2.2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, s. 11).

gdzie:

Em_{H_2} oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie przypisane do wodoru wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO₂;

Em_{total} oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie związane z całym procesem produkcji w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO₂;

$m_{O_2,sold}$ oznacza masę tlenu sprzedanego lub wykorzystanego w instalacji w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

$m_{O_2,prod}$ oznacza masę tlenu wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

$m_{H_2,prod}$ oznacza masę wodoru wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

M_{O_2} oznacza masę molową O₂ (31 998 kg/kmol), a

M_{H_2} oznacza masę molową H₂ (2 016 kg/kmol).

3.6.2.3 Elektroliza chlorków metali alkalicznych i produkcja chloranów

W przypadku tych ścieżek produkcyjnych monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje, w stosownych przypadkach:

- wszystkie emisje pochodzące z wykorzystania paliw, bezpośrednio lub pośrednio związane z procesem produkcji wodoru i z oczyszczaniem spalin.

Emisje pośrednie: W przypadku gdy wyprodukowany wodór posiada certyfikat zgodności z rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2023/1184 ⁽¹⁾, można zastosować zerowy współczynnik emisji dla energii elektrycznej. We wszystkich pozostałych przypadkach zastosowanie mają zasady dotyczące pośrednich emisji wbudowanych (sekcja D załącznika III).

Odpowiednie prekursorzy: brak.

Przypisywanie emisji do produktów: Ponieważ w tym procesie produkcji wodór uznaje się za produkt uboczny, odpowiednią proporcję molową całego procesu przypisuje się jedynie do części wodoru sprzedawanej lub wykorzystywanej jako prekursor w instalacji. O ile emisje bezpośrednie lub pośrednie nie są równe zeru, emisje z procesu produkcji przypisuje się do wodoru wykorzystanego lub sprzedanego przy zastosowaniu następujących równań:

Elektroliza chlorków metali alkalicznych:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{Cl_2,prod}}{M_{Cl_2}} + \frac{m_{NaOH,prod}}{M_{NaOH}}} \right) \quad (\text{równanie 2})$$

Produkcja chloranu sodu:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{NaClO_3,prod}}{M_{NaClO_3}}} \right) \quad (\text{równanie 3})$$

gdzie:

$Em_{H_2,sold}$ oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie przypisane do wodoru sprzedanego lub wykorzystanego jako prekursor w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO₂;

Em_{total} oznacza emisje bezpośrednie albo pośrednie związane z procesem produkcji w okresie sprawozdawczym, wyrażone w tonach CO₂;

$m_{H_2,sold}$ oznacza masę wodoru sprzedanego lub wykorzystanego jako prekursor w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

$m_{H_2,prod}$ oznacza masę wodoru wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

$m_{Cl_2,prod}$ oznacza masę chloru wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach;

$m_{NaOH,prod}$ oznacza masę wodorotlenku sodu (sody kaustycznej) wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach, w przeliczeniu na 100 % NaOH;

$m_{NaClO_3,prod}$ oznacza masę chloranu sodu wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w tonach, w przeliczeniu na 100 % NaClO₃;

M_{H_2} oznacza masę molową H₂ (2 016 kg/kmol);

M_{Cl_2} oznacza masę molową Cl₂ (70 902 kg/kmol);

M_{NaOH} oznacza masę molową NaOH (39 997 kg/kmol), a

M_{NaClO_3} oznacza masę molową NaClO₃ (106 438 kg/kmol).

3.7 Amoniak

3.7.1 Przepisy szczególne

Zarówno amoniak w roztworze wodnym, jak i amoniak bezwodny podaje się w sprawozdaniu łącznie jako 100 % amoniak.

Jeżeli CO₂ z produkcji amoniaku jest wykorzystywany jako surowiec do produkcji mocznika lub innych substancji chemicznych, zastosowanie mają zasady określone w sekcji B.8.2 lit. b) załącznika III. W przypadku gdy zgodnie z tą sekcją dozwolone jest odliczenie CO₂ i gdy prowadziłyby to do ujemnych specyficznych bezpośrednich emisji wbudowanych amoniaku, specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane amoniaku przyjmuje się jako zero.

3.7.2 Ścieżki produkcyjne

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

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie paliwa bezpośrednio lub pośrednio związane z produkcją amoniaku oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin.
- Monitorowaniem objęte są wszystkie paliwa, niezależnie od tego, czy są wykorzystywane jako wsad energetyczny, czy nieenergetyczny.

- Jeżeli w procesie wykorzystywany jest biogaz, zastosowanie mają przepisy określone w sekcji B.3.3 załącznika III.
- Jeśli do procesu dodawany jest wodór z innych ścieżek produkcyjnych, należy go traktować jako prekursor z własnymi emisjami wbudowanymi.

Odpowiednie prekursory: oddzielnie wytwarzany wodór, jeśli jest wykorzystywany w procesie.

3.7.2.2 Proces Habera-Boscha ze zgazowaniem węgla lub innych paliw

Ta ścieżka 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 sekcji B.3.3 załącznika III.

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie paliwa bezpośrednio lub pośrednio związane z produkcją amoniaku oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin.
- Każdy wsad paliwa monitoruje się jako jeden strumień paliwa, niezależnie od tego, czy jest wykorzystywany jako wsad energetyczny, czy nieenergetyczny.
- Jeśli do procesu dodawany jest wodór z innych ścieżek produkcyjnych, należy go traktować jako prekursor z własnymi emisjami wbudowanymi.

Odpowiednie prekursory: oddzielnie wytwarzany wodór, jeśli jest wykorzystywany w procesie.

3.8 Kwas azotowy

3.8.1 Przepisy szczególne

Ilości wyprodukowanego kwasu azotowego monitoruje się i podaje w sprawozdaniu jako 100 % kwas azotowy.

3.8.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku kwasu azotowego monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ ze wszystkich paliw bezpośrednio lub pośrednio związanych z produkcją kwasu azotowego oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin;
- emisje N₂O ze wszystkich źródeł emitujących N₂O z procesu produkcji, w tym emisje nieobniżone i obniżone. Z monitorowania wyłączone są wszelkie emisje N₂O pochodzące ze spalania paliw.

Odpowiednie prekursory: amoniak (jako 100 % amoniak).

3.9 Mocznik

3.9.1 Przepisy szczególne

W przypadku gdy CO₂ wykorzystywany do produkcji mocznika pochodzi z produkcji amoniaku, uwzględnia się to przez odjęcie go od emisji wbudowanych amoniaku jako prekursora mocznika, jeżeli przepisy sekcji 3.7 niniejszego załącznika zezwalają na takie odliczenie. Jeżeli jednak jako

prekursor stosowany jest amoniak produkowany bez bezpośredniej emisji kopalnego CO₂, zużyty CO₂ można odliczyć od emisji bezpośrednich z instalacji produkującej CO₂, pod warunkiem że w akcie delegowanym przyjętym na podstawie art. 12 ust. 3b dyrektywy 2003/87/WE ⁽²⁾ definiuje się produkcję mocznika jako przypadek, w którym 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. W przypadku gdy takie odliczenie prowadziłoby do ujemnych specyficznych bezpośrednich emisji wbudowanych mocznika, przyjmuje się, że specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane mocznika wynoszą zero.

3.9.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku mocznika monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ ze wszystkich paliw bezpośrednio lub pośrednio związanych z produkcją mocznika oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin.
- W przypadku gdy CO₂ jest otrzymywany z innej instalacji jako materiał wsadowy do procesu, CO₂ otrzymany i niezwiązany w moczniku uznaje się za emisję, o ile nie uwzględniono go już jako emisji z instalacji, w której CO₂ został wyprodukowany, w ramach kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji.

Odpowiednie prekursorzy: amoniak (jako 100 % amoniak).

3.10 Nawozy mieszane

3.10.1 Przepisy szczególne

Niniejsza sekcja 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 (UE) 2019/1009 ⁽³⁾:

- zawartość N w postaci amonu (NH₄⁺);
- zawartość N w postaci azotanu (NO₃⁻);
- zawartość N w postaci mocznika;
- zawartość N w innych postaciach (organicznych).

² Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32).

³ 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).

Emisje bezpośrednie i pośrednie z procesów produkcji należących do tej zbiorczej kategorii towarów można określić dla całego okresu sprawozdawczego i przypisać do wszystkich nawozów mieszanych proporcjonalnie do tony produktu końcowego. Dla każdej klasy nawozu emisje wbudowane oblicza się oddzielnie, biorąc pod uwagę odpowiednią masę użytych prekursorów i stosując średnie emisje wbudowane w okresie sprawozdawczym dla każdego z prekursorów.

3.10.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku nawozów mieszanych monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ ze wszystkich paliw bezpośrednio lub pośrednio związanych z produkcją nawozów, takich jak paliwa stosowane w suszarniach i do podgrzewania materiałów wsadowych, oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin.

Odpowiednie prekursory:

- amoniak (jako 100 % amoniak), jeśli jest wykorzystywany w procesie;
- kwas azotowy (jako 100 % kwas azotowy), jeśli jest wykorzystywany w procesie;
- mocznik, jeśli jest wykorzystywany w procesie;
- nawozy mieszane (w szczególności sole zawierające amon lub azotan), jeśli są wykorzystywane w procesie.

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 Ścieżka produkcyjna

W przypadku rudy spiekanej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ z wsadów do procesu takich jak wapień i inne węglany lub rudy węglanowe;
- CO₂ ze wszystkich paliw, w tym koksu, gazów odlotowych, takich jak gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy lub gaz konwertorowy, bezpośrednio lub pośrednio związanych z procesem produkcji oraz materiały wykorzystywane do oczyszczania spalin.

Odpowiednie prekursory: brak.

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 CO₂.

3.12.2 Ścieżka produkcyjna

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

- emisje CO₂ spowodowane przez paliwa, niezależnie od tego, czy są one wykorzystywane do celów energetycznych, czy nieenergetycznych;
- emisje CO₂ z materiałów wsadowych wykorzystywanych w procesie, takich jak wapień, oraz z oczyszczania spalin;
- emisje CO₂ wynikające z zużycia elektrod lub past elektrodowych;
- węgiel pierwiastkowy pozostający w produkcie lub w żużlu lub odpadach uwzględnia się przy użyciu metody bilansu masowego zgodnie z sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory: ruda spiekana, jeśli jest wykorzystywana w procesie.

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, nie jest konieczne oddzielne monitorowanie emisji z produkcji surówki. Można zdefiniować wspólny proces produkcji obejmujący wytwarzanie stali surowej oraz – z zastrzeżeniem zasad określonych w sekcji A.4 załącznika III – dalsze procesy produkcji niższego szczebla.

3.13.2 Ścieżki produkcyjne

3.13.2.1 Ścieżka produkcyjna związana z wielkim piecem

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- 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 sekcji B.3.3 załącznika III;
- 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 sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory:

- ruda spiekana;
- surówka lub żelazo z bezpośredniej redukcji (żelazo DRI) z innych instalacji lub procesów produkcji, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- wodór, jeśli jest wykorzystywany w procesie.

3.13.2.2 Redukcja przez wytapianie

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ z paliw i czynników redukujących, takich jak koks, pył kokсовy, węgiel, paliwa olejowe, odpady z tworzyw sztucznych, gaz ziemny, odpady drzewne, węgiel drzewny, gazy odlotowe z procesu lub gaz konwertorowy itp.;
- jeżeli w procesie wykorzystywana jest biomasa, uwzględnia się przepisy określone w sekcji B.3.3 załącznika III;
- 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 sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory:

- ruda spiekana;
- surówka lub żelazo DRI z innych instalacji lub procesów produkcji, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- wodór, jeśli jest wykorzystywany w procesie.

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 prekursory 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, nie jest konieczne oddzielne monitorowanie emisji z produkcji żelaza DRI. Można stosować wspólny proces produkcji obejmujący wytwarzanie stali oraz – z zastrzeżeniem zasad określonych w sekcji A.4 załącznika III – dalsze procesy produkcji niższego szczebla.

3.14.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ z paliw i czynników redukujących, takich jak 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 sekcji B.3.3 załącznika III;
- 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 sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory:

- ruda spiekana, jeśli jest wykorzystywana w procesie;
- wodór, jeśli jest wykorzystywany w procesie;
- surowka lub żelazo DRI z innych instalacji lub procesów produkcji, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie.

3.15 Stal surowa

3.15.1 Przepisy szczególne

Granice systemowe obejmują wszystkie działania i jednostki niezbędne do uzyskania stali surowej:

- jeśli proces rozpoczyna się od ciekłego metalu (ciekłej surowki), granice systemowe obejmują podstawowy konwertor tlenowy, odgazowywanie próżniowe, obróbkę pozapiecową, 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, granice systemowe obejmują wszystkie niezbędne działania i jednostki, takie jak sam piec łukowy, obróbka pozapiecowa, 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 Ścieżki produkcyjne

3.15.2.1 Produkcja stali metodą konwertorowo-tlenową

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ ze wszystkich paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny, paliwa olejowe, gazy odlotowe, takie jak gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy lub gaz konwertorowy itp.;
- CO₂ z wsadów do procesu, takich jak wapień, magnezyt i inne węglany, 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 sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory:

- surówka, żelazo DRI, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- stal surowa z innych instalacji lub procesów produkcji, jeśli jest wykorzystywana w procesie.

3.15.2.2 Piec łukowy

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- CO₂ ze wszystkich paliw, takich jak węgiel, gaz ziemny, paliwa olejowe, a także z gazów odlotowych, takich jak gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy lub gaz konwertorowy;
- CO₂ z zużycia elektrod i past elektrodowych;
- CO₂ z wsadów do procesu, takich jak wapień, magnezyt i inne węglany, 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 sekcją B.3.2 załącznika III.

Odpowiednie prekursory:

- surówka, żelazo DRI, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- stal surowa z innych instalacji lub procesów produkcji, jeśli jest wykorzystywana w procesie.

3.16 Produkty z żeliwa lub stali

3.16.1 Przepisy szczególne

Z zastrzeżeniem przepisów sekcji A.4 załącznika III i sekcji 3.11–3.15 niniejszego załącznika proces produkcji produktów z żeliwa lub stali może mieć zastosowanie w następujących przypadkach:

- Granice systemowe obejmują w ramach jednego procesu wszystkie etapy zintegrowanej stalowni od produkcji surówki lub żelaza DRI, stali surowej, półproduktów, aż po produkcję końcowych produktów stalowych objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2 niniejszego załącznika.
- Granice systemowe obejmują produkcję stali surowej, półproduktów oraz końcowych produktów stalowych objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2 niniejszego załącznika.
- Granice systemowe obejmują produkcję końcowych produktów stalowych objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2 niniejszego załącznika ze stali surowej, półproduktów lub z innych końcowych produktów stalowych objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2, które są albo otrzymywane z innych instalacji, albo produkowane w tej samej instalacji, ale w ramach oddzielnego procesu produkcji.

Należy unikać podwójnego liczenia lub luk w monitorowaniu procesów produkcji prowadzonych w instalacji. Proces wytwarzania „produktów z żeliwa lub stali” obejmuje następujące etapy produkcji:

- wszystkie etapy produkcji towarów objętych kodami CN podanymi w sekcji 2 niniejszego załącznika dla zbiorczej kategorii towarów „produkty z żeliwa lub stali”, które nie są jeszcze objęte oddzielnymi procesami produkcji surówki, żelaza DRI lub stali surowej, zgodnie z wymogami sekcji 3.11–3.15 niniejszego załącznika i stosownie do procesu prowadzonego w danej instalacji;
- wszystkie etapy produkcji prowadzone w danej instalacji, począwszy od stali surowej, w tym m.in.: ponowne rozgrzewanie, przetapianie, odlewanie, walcowanie na gorąco, walcowanie na zimno, kucie, wytrawianie, wyżarzanie, platerowanie, powlekanie, cynkowanie, ciągnięcie drutu, cięcie, spawanie, wykańczanie.

W przypadku produktów, które zawierają więcej niż 5 % masy innych materiałów, np. materiałów izolacyjnych objętych kodem CN 7309 00 30, jako masę wyprodukowanych towarów podaje się wyłącznie masę żeliwa lub stali.

3.16.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku produktów z żeliwa lub stali monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie emisje CO₂ ze spalania paliw i emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin, związane z etapami produkcji prowadzonymi w danej instalacji, w tym m.in.: ponowne rozgrzewanie, przetapianie, odlewanie, walcowanie na gorąco, walcowanie na zimno, kucie, wytrawianie, wyżarzanie, platerowanie, powlekanie, cynkowanie, ciągnięcie drutu, cięcie, spawanie i wykańczanie produktów z żeliwa lub stali.

Odpowiednie prekursory:

- stal surowa, jeśli jest wykorzystywana w procesie;
- surówka, żelazo DRI, jeśli są wykorzystywane w procesie;
- FeMn, FeCr, FeNi, jeśli są wykorzystywane w procesie;

- produkty z żeliwa lub stali, jeśli są wykorzystywane w procesie.

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. Jeśli aluminium nieobrobione plastycznie produkowane w instalacji nie jest sprzedawane ani przekazywane do innych instalacji, oddzielne monitorowanie emisji z produkcji aluminium nieobrobionego plastycznie nie jest konieczne. Można zdefiniować wspólny proces produkcji obejmujący wytwarzanie aluminium nieobrobionego plastycznie oraz – z zastrzeżeniem zasad określonych w sekcji A.4 załącznika III – dalsze procesy wytwarzania produktów z aluminium.

3.17.2 Ścieżki produkcyjne

3.17.2.1 Wytop pierwotny (elektrolityczny)

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- emisje CO₂ wynikające z zużycia elektrod lub past elektrodowych;
- emisje CO₂ z wszelkich wykorzystywanych paliw (np. do suszenia i wstępnego podgrzewania surowców, nagrzewania ogniw elektrolitycznych, rozgrzewania wymaganego do odlewania);
- emisje CO₂ z oczyszczania spalin, w stosownych przypadkach z węglanu sodu lub wapienia;
- emisje perfluorowęglowodorów spowodowane efektami anodowymi, monitorowane zgodnie z sekcją B.7 załącznika III.

Odpowiednie prekursory: brak.

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. Ponadto, jeśli produkt tego procesu zawiera więcej niż 5 % pierwiastków stopowych, emisje wbudowane produktu oblicza się tak, jakby masa pierwiastków stopowych odpowiadała aluminium nieobrobionemu plastycznie z wytopu pierwotnego.

W przypadku tej ścieżki produkcyjnej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- 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;
- emisje CO₂ z wszelkich paliw wykorzystywanych w powiązanych działaniach, takich jak przetwarzanie szumowin i odzysk żużla;
- emisje CO₂ z oczyszczania spalin, w stosownych przypadkach z węglanu sodu lub wapienia.

Odpowiednie prekursory:

- aluminium nieobrobione plastycznie z innych źródeł, jeśli jest wykorzystywane w procesie.

3.18 Produkty z aluminium

3.18.1 Przepisy szczególne

Z zastrzeżeniem przepisów sekcji A.4 załącznika III i sekcji 3.17 niniejszego załącznika proces produkcji produktów z aluminium może mieć zastosowanie w następujących przypadkach:

- Granice systemowe obejmują w ramach jednego procesu wszystkie etapy zintegrowanej huty aluminium od produkcji aluminium nieobrobionego plastycznie po półprodukty, jak również końcowe produkty z aluminium objęte kodami CN wymienionymi w sekcji 2 niniejszego załącznika.
- Granice systemowe obejmują produkcję produktów z aluminium objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2 niniejszego załącznika z półproduktów lub z innych produktów z aluminium objętych kodami CN wymienionymi w sekcji 2, które są albo otrzymywane z innych instalacji, albo produkowane w tej samej instalacji, ale w ramach oddzielnego procesu produkcji.

Należy unikać podwójnego liczenia lub luk w monitorowaniu procesów produkcji prowadzonych w instalacji. Proces produkcji „produktów z aluminium” obejmuje następujące etapy produkcji:

- wszystkie etapy produkcji towarów objętych kodami CN podanymi w sekcji 2 niniejszego załącznika dla zbiorczej kategorii towarów „produkty z aluminium”, które nie są jeszcze objęte oddzielnymi procesami produkcji aluminium nieobrobionego plastycznie, zgodnie z wymogami sekcji 3.17 niniejszego załącznika i stosownie do procesu prowadzonego w danej instalacji;
- wszystkie etapy produkcji prowadzone w danej instalacji, począwszy od aluminium nieobrobionego plastycznie, w tym m.in.: ponowne rozgrzewanie, przetapianie, odlewanie, walcowanie, wytlaczanie, kucie, powlekanie, cynkowanie, ciągnienie drutu, cięcie, spawanie, wykańczanie.

Jeśli produkt zawiera więcej niż 5 % (m/m) pierwiastków stopowych, emisje wbudowane produktu oblicza się tak, jakby masa pierwiastków stopowych odpowiadała aluminium nieobrobionemu plastycznie z wytopu pierwotnego.

W przypadku produktów, które zawierają więcej niż 5 % (m/m) innych materiałów, np. materiałów izolacyjnych objętych kodem CN 7611 00 00, jako masę wyprodukowanych towarów podaje się wyłącznie masę aluminium.

3.18.2 Ścieżka produkcyjna

W przypadku produktów z aluminium monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszystkie emisje CO₂ pochodzące z zużycia paliw w procesach wytwarzania produktów z aluminium i oczyszczania spalin.

Odpowiednie prekursory:

- aluminium nieobrobione plastycznie, jeśli jest wykorzystywane w procesie produkcji (jeśli dane są znane, aluminium pierwotne i wtórne należy ujmować oddzielnie);
- produkty z aluminium, jeśli są wykorzystywane w procesie produkcji.

3.19 Energia elektryczna

3.19.1 Przepisy szczególne

W przypadku energii elektrycznej monitorowanie i sprawozdawczość dotyczy wyłącznie emisji bezpośrednich. Współczynnik emisji dla energii elektrycznej określa się zgodnie z sekcją D.2 załącznika III.

3.19.2 Ścieżki produkcyjne

W przypadku energii elektrycznej monitorowanie emisji bezpośrednich obejmuje:

- wszelkie emisje pochodzące ze spalania oraz emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin.

Odpowiednie prekursory: brak.

ZAŁĄCZNIK III

Zasady określania danych, w tym danych dotyczących emisji na poziomie instalacji, przypisanych emisji z procesów produkcji i emisji wbudowanych związanych z towarami

A. ZASADY

A.1. Koncepcja ogólna

1. W celu określenia emisji wbudowanych z towarów wymienionych w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 przeprowadza się następujące działania:
 - a) Procesy produkcji związane z towarami produkowanymi w instalacji identyfikuje się przy użyciu zbiorczych kategorii towarów określonych w sekcji 2 załącznika II, a także odpowiednich ścieżek produkcyjnych wymienionych w sekcji 3 załącznika II, z uwzględnieniem zasad określania granic systemowych procesów produkcji zgodnie z sekcją 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 sekcji B niniejszego załącznika.
 - c) W przypadku gdy mierzalne ciepło jest wprowadzane do instalacji, wytwarzane w instalacji, zużywane przez instalację lub wyprowadzane z instalacji, przepływy ciepła netto i emisje związane z wytwarzaniem tego ciepła monitoruje się zgodnie z metodami opisanymi w sekcji C niniejszego załącznika.
 - d) W celu monitorowania pośrednich emisji wbudowanych związanych z produkowanymi towarami zużycie energii elektrycznej w odpowiednich procesach produkcji monitoruje się zgodnie z metodami opisanymi w sekcji D.1 niniejszego załącznika. W przypadku gdy energia elektryczna jest wytwarzana w instalacji lub przez źródło bezpośrednio z nią powiązane pod względem technicznym, emisje związane z tym wytwarzaniem energii elektrycznej monitoruje się w celu określenia współczynnika emisji dla tej energii elektrycznej. W przypadku gdy instalacja pobiera energię elektryczną z sieci, współczynnik emisji dla tej energii elektrycznej określa się zgodnie z sekcją D.2.3 niniejszego załącznika. 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 sekcji F niniejszego załącznika. Te przypisane emisje służą do obliczania specyficznych bezpośrednich i pośrednich emisji wbudowanych związanych z produkowanymi towarami, z zastosowaniem sekcji F niniejszego załącznika.
 - f) W przypadku gdy w sekcji 3 załącznika II określono odpowiednie prekursorzy towarów produkowanych w instalacjach, co sprawia, że towary te są „towarami złożonymi”, emisje wbudowane związane z danym prekursorem określa się zgodnie z sekcją E niniejszego załącznika i dodaje do emisji wbudowanych związanych z wyprodukowanymi towarami złożonymi, stosując zasady opisane w sekcji G niniejszego załącznika. W przypadku gdy prekursorzy są same w sobie towarami złożonymi, proces ten powtarza się tak długo, aż nie będzie już żadnych prekursorów.

2. W przypadku gdy operator nie jest w stanie odpowiednio określić rzeczywistych danych dla jednego zbioru danych lub większej liczby takich zbiorów przy użyciu metod opisanych w sekcji A.3 niniejszego załącznika oraz gdy nie jest dostępna żadna inna metoda uzupełnienia luk w danych, można zastosować – na warunkach określonych w art. 4 ust. 3 niniejszego rozporządzenia – wartości domyślne udostępnione i opublikowane przez Komisję na okres przejściowy. W takim przypadku dodaje się krótkie wyjaśnienie powodów, dla których nie zastosowano rzeczywistych danych.
3. Monitorowanie obejmuje tak dobrany okres sprawozdawczy, aby w największym możliwym stopniu uniknąć uzyskiwania danych, które nie są reprezentatywne ze względu na krótkotrwałe wahania w procesach produkcji i luki w danych. Domyślnym okresem sprawozdawczym jest rok kalendarzowy. Alternatywnie operator może jednak wybrać:
 - (a) okres sprawozdawczy kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, jeżeli instalacja ma obowiązek zapewnienia zgodności z tym systemem, o ile okres ten obejmuje co najmniej trzy miesiące;
 - (b) rok obrotowy operatora, o ile zastosowanie takiego okresu zapewnia wyższą jakość danych niż zastosowanie roku kalendarzowego.

Emisje wbudowane związane z towarami oblicza się jako średnią z wybranego okresu sprawozdawczego.
4. W odniesieniu do emisji występujących poza granicami instalacji i mających znaczenie dla obliczania emisji wbudowanych wykorzystuje się dane za ostatni dostępny okres sprawozdawczy uzyskane od dostawcy materiału wsadowego (np. energii elektrycznej, ciepła, prekursora). Emisje występujące poza granicami instalacji obejmują:
 - (a) emisje pośrednie, gdy energia elektryczna jest pobierana z sieci;
 - (b) emisje związane z energią elektryczną i ciepłem wprowadzanymi z innych instalacji;
 - (c) bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorami pochodzącymi z innych instalacji.
5. Dane dotyczące emisji w całym okresie sprawozdawczym wyraża się w tonach ekwiwalentu CO₂ zaokrąglonych do pełnych ton.

Wszystkie parametry stosowane do obliczania wielkości emisji zaokrągla się do celów obliczania i zgłaszania emisji z uwzględnieniem wszystkich cyfr znaczących.

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.

- 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 sekcją F niniejszego załącznika, 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 odpowiednimi prekursorami.
- c) Emisje pośrednie na poziomie instalacji obejmują emisje związane ze zużyciem energii elektrycznej w instalacji.
- d) Pośrednie emisje wbudowane obejmują emisje pośrednie związane z towarami produkowanymi w instalacji oraz pośrednie emisje wbudowane związane z odpowiednimi prekursorami.
- e) Dla każdego parametru wybiera się odpowiednią metodę zgodnie z sekcją 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 pisemnej dokumentacji dotyczącej metodyki 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, informacje na temat należnej opłaty emisyjnej oraz wszelkie inne dane istotne do celów niniejszego załącznika – gromadzi się, zapisuje, zestawia, analizuje i dokumentuje w przejrzysty sposób umożliwiający odtworzenie sposobu określenia danych dotyczących wielkości emisji, w tym przez niezależne strony trzecie, takie jak akredytowani weryfikatorzy. Dokumentacja musi zawierać informacje o wszelkich zmianach metodyki.

Kompletne i przejrzyste zapisy wszystkich danych istotnych dla określenia emisji wbudowanych związanych z wyprodukowanymi towarami, w tym niezbędne dokumenty potwierdzające, przechowuje się w instalacji przez co najmniej 4 lata od zakończenia okresu sprawozdawczego. Zapisy te można ujawnić zgłaszającemu objętemu obowiązkiem sprawozdawczym.

4. 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) w odniesieniu do wszystkich emisji z biomasy w bilansach masowych oraz w przypadku przenoszonego CO₂ emisje uznaje się za pochodzące z węgla kopalnego, jeżeli nie jest możliwe określenie zawartości biomasy w materiałach lub paliwach.
5. 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 stronniczością w doborze i sposobie prezentacji informacji oraz muszą zapewniać wiarygodny i wyważony wykaz emisji wbudowanych związanych z towarami produkowanymi w instalacji.
 6. Można zastosować opcjonalne środki zgodnie z sekcją H niniejszego załącznika, aby poprawić jakość zgłaszanych danych, a w szczególności przepływ danych i działania kontrolne.
 7. 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.
 8. Stałe doskonalenie: Należy regularnie sprawdzać, czy możliwe jest udoskonalenie metodyki monitorowania. Jeżeli przeprowadza się weryfikację danych dotyczących emisji, należy rozważyć wdrożenie w rozsądnych ramach czasowych wszelkich zaleceń dotyczących udoskonalień zawartych w sprawozdaniach z weryfikacji, 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, nadrzędną zasadą jest zawsze wybór najlepszego dostępnego źródła danych. W tym celu stosuje się następujące wytyczne:
 - a) Pierwszeństwo mają metody monitorowania opisane w niniejszym załączniku. Jeżeli w odniesieniu do określonego zbioru danych w niniejszym załączniku nie opisano metody monitorowania lub gdyby zastosowanie opisanej metody prowadziło do nieracjonalnych kosztów lub nie było technicznie wykonalne, można zastosować – na warunkach określonych w art. 4 ust. 2 niniejszego rozporządzenia – metody monitorowania z innego kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, jeżeli mają one zastosowanie do wymaganego zbioru danych. W przypadku gdy takie metody nie są dostępne, ich zastosowanie nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, można zastosować metody pośredniego wyznaczania zbioru danych zgodnie z pkt 2. W przypadku gdy takie

metody nie są dostępne, ich zastosowanie nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, można zastosować – na warunkach określonych w art. 4 ust. 3 niniejszego rozporządzenia – wartości domyślne udostępnione i opublikowane przez Komisję na okres przejściowy.

- 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, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru.
 - c) W ramach jednej metody, o której mowa w lit. a), przyrządy pomiarowe lub analizy laboratoryjne znajdujące się pod kontrolą operatora mają pierwszeństwo przed przyrządami pomiarowymi lub analizami znajdującymi się pod kontrolą innego podmiotu prawnego, takiego jak dostawca paliwa lub materiałów lub partnerzy handlowi uczestniczący w obrocie wyprodukowanymi towarami.
 - d) 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 zgodnych z ich specyfikacją użytkowania.
 - e) W przypadku stosowania analiz laboratoryjnych lub przeprowadzania przez laboratoria obróbki próbek, kalibracji, walidacji metod lub działań związanych z ciągłymi pomiarami emisji zastosowanie mają wymagania określone w sekcji B.5.4.3 niniejszego załącznika.
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. W tym celu należy zapewnić, aby korelacja spełniała wymagania 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 wykorzystuje się do określania i raportowania emisji wbudowanych.
5. W zakresie, w jakim jest to wykonalne bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów, do celów systemu kontroli zgodnie z sekcją H niniejszego załącznika 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 dokumentacji dotyczącej metodyki 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 dokumentacji dotyczącej metodyki 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 dokumentacji dotyczącej metodyki 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 dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania. Fakt ten podlega ponownej ocenie podczas regularnych kontroli zgodnie z pkt 6. To, czy koszty są nieracjonalne, ustala się w następujący sposób.

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 20 EUR za tonę ekwiwalentu CO₂, a w stosownych przypadkach koszty uwzględniają odpowiedni okres amortyzacji w oparciu o ekonomiczną użyteczność urządzenia.

Współczynnik udoskonalenia jest równy:

- a) poprawie szacowanej niepewności pomiaru, wyrażonej w procentach, pomnożonej przez szacowaną wielkość powiązanych emisji w okresie sprawozdawczym. „Powiązane emisje” oznaczają:
 - 1) emisje bezpośrednie spowodowane przez dany strumień materiałów wsadowych lub dane źródło emisji;
 - 2) emisje przypisane do danej ilości mierzalnego ciepła;
 - 3) emisje pośrednie związane z daną ilością energii elektrycznej;
 - 4) emisje wbudowane związane z wyprodukowanym materiałem lub użytym prekursorem;

- b) 1 % powiązanych emisji w przypadku braku poprawy niepewności pomiaru.

Środków dotyczących udoskonalenia metodyki monitorowania instalacji nie uważa się za prowadzące do nieracjonalnych kosztów do czasu osiągnięcia łącznej kwoty 2 000 EUR na rok.

A.4. Podział instalacji na procesy produkcji

Instalacje dzieli się na procesy produkcji za pomocą granic systemowych, które zapewniają możliwość monitorowania odpowiednich czynników produkcji, produktów i emisji zgodnie z sekcjami B–E niniejszego załącznika oraz przypisania emisji bezpośrednich i pośrednich do grup towarów określonych w sekcji 2 załącznika II, stosując zasady określone w sekcji F niniejszego załącznika.

Podziału instalacji na procesy produkcji dokonuje się w następujący sposób:

- a) Dla każdej ze zbiorczych kategorii towarów zdefiniowanych w sekcji 2 załącznika II, które mają znaczenie dla danej instalacji, definiuje się pojedynczy proces produkcji.
- b) Na zasadzie odstępstwa od lit. a) dla każdej ścieżki produkcyjnej definiuje się odrębne procesy produkcji, w przypadku gdy w tej samej instalacji stosowane są różne ścieżki produkcyjne zgodnie z sekcją 3 załącznika II dla tej samej zbiorczej kategorii towarów lub w przypadku gdy operator dobrowolnie wybiera różne towary lub grupy towarów do odrębnego monitorowania. Można również stosować bardziej zdezagregowaną definicję procesów produkcji, jeśli jest ona zgodna z kwalifikowalnym systemem monitorowania, raportowania i weryfikacji mającym zastosowanie do danej instalacji.
- c) Na zasadzie odstępstwa od lit. a), w przypadku gdy co najmniej część prekursorów istotnych dla towarów złożonych jest produkowana w tej samej instalacji co towary złożone i gdy odpowiednie prekursory nie są przekazywane poza instalację do sprzedaży lub wykorzystania w innych instalacjach, produkcję prekursorów i towarów złożonych można objąć wspólnym procesem produkcji. W takim przypadku pomija się oddzielne obliczenie emisji wbudowanych związanych z prekursorami.
- d) Można stosować następujące odstępstwa sektorowe od lit. a):
 - 1) W przypadku gdy co najmniej dwa towary ze zbiorczych kategorii towarów: ruda spiekana, surówka, FeMn, FeCr, FeNi, żelazo DRI, stal surowa lub produkty z żeliwa lub stali są produkowane w tej samej instalacji, emisje wbudowane można monitorować i raportować przez zdefiniowanie jednego wspólnego procesu produkcji dla wszystkich tych towarów.
 - 2) W przypadku gdy dwa lub więcej towarów z grup: produkty z aluminium nieobrobionego plastycznie lub produkty z aluminium są produkowane w tej samej instalacji, emisje wbudowane można monitorować i raportować przez zdefiniowanie jednego wspólnego procesu produkcji dla wszystkich tych towarów.
 - 3) W przypadku produkcji nawozów mieszanych monitorowanie i raportowanie dla danego procesu produkcji można uprościć przez określenie jednolitej wartości emisji wbudowanych na tonę azotu

zawartego w nawozach mieszanych, niezależnie od formy chemicznej azotu (amonowej, azotanowej lub mocznikowej).

- e) W przypadku gdy część instalacji służy do produkcji towarów niewymienionych w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956, zalecanym udoskonaleniem jest monitorowanie tej części jako jednego dodatkowego procesu produkcji, co pozwoli potwierdzić kompletność danych dotyczących całkowitych emisji z instalacji.

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 dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania, z uwzględnieniem wymogów sektorowych określonych w sekcji 2 załącznika II, a także w sekcji B.9 niniejszego załącznika. Zastosowanie mają następujące zasady:

1. Jako wymóg minimalny należy uwzględnić wszystkie odpowiednie źródła emisji gazów cieplarnianych i strumienie materiałów wsadowych związane bezpośrednio lub pośrednio z produkcją towarów wymienionych w sekcji 2 załącznika II.
2. Zalecanym udoskonaleniem jest uwzględnienie wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych całej instalacji w celu przeprowadzenia kontroli wiarygodności oraz kontroli efektywności energetycznej i emisyjnej instalacji jako całości.
3. 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.
4. Nie uwzględnia się emisji z ruchomych maszyn służących do celów transportu.

B.2 Wybór metodyki monitorowania

Stosowana metodyka jest jedną z następujących:

1. 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 w postaci metody standardowej lub w postaci metody bilansu masowego.
2. 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.

Na zasadzie odstępstwa można stosować inne metodyki na warunkach określonych w art. 4 ust. 2, art. 4 ust. 3 i art. 5 niniejszego rozporządzenia.

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

W dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania wyraźnie wskazuje się:

- a) dla którego strumienia materiałów wsadowych stosuje się standardową metodę opartą na obliczeniach lub metodę bilansu masowego, w tym szczegółowy opis sposobu wyznaczania każdego istotnego parametru przewidzianego w sekcji B.3.4 niniejszego załącznika;
- b) dla którego źródła emisji stosuje się metodykę opartą na pomiarach, w tym opis wszystkich istotnych elementów przewidzianych w sekcji B.6 niniejszego załącznika;
- c) dowody na to, że nie dochodzi do podwójnego liczenia ani że nie występują luki w danych dotyczących emisji z instalacji – za pomocą odpowiedniego schematu i opisu procesu prowadzonego w instalacji.

Emisje z instalacji określa się za pomocą

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

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, a

$Em_{other,k}$ oznacza emisje określone inną metodą, wskaźnik k wyrażony 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:

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

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 $AD_i = FQ_i \cdot NCV_i$ (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 pyłe 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 . Zalecanym udoskonaleniem jest jednak uwzględnianie NCV w raportowaniu, gdyż pozwala to na kontrolę spójności i monitorowanie efektywności energetycznej całego procesu produkcji.

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

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

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

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

gdzie:

f oznacza stosunek mas molowych CO₂ i C: $f = 3,664$ t CO₂/t C.

Ponieważ – pod warunkiem spełnienia kryteriów podanych w sekcji 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:

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

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:

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

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:

1. określić całkowity wstępny współczynnik emisji dla materiału mieszanego poprzez analizę całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego (CC_j) i przy użyciu współczynnika konwersji oraz – w stosownych przypadkach – frakcji biomasy i wartości opałowej związanych z tą całkowitą zawartością węgla pierwiastkowego; albo
2. 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 podane w tabeli 3 w załączniku VIII, z uwzględnieniem składu materiału określonego zgodnie z sekcją B.5 niniejszego załącznika.
- 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 załączniku VIII, z uwzględnieniem składu danego materiału określonego zgodnie z sekcją B.5 niniejszego załącznika.

W odniesieniu do emisji CO_2 z procesów technologicznych innych niż emisje z węglanów stosuje się metodę A.

B.3.2 Metoda bilansu masowego

Ilości CO_2 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:

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

gdzie:

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

f oznacza stosunek mas molowych CO_2 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:

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

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, czyli paliw zawierających zarówno składniki kopalne, jak i pochodzące z biomasy lub materiały mieszane, można – pod warunkiem spełnienia kryteriów podanych w sekcji B.3.3 – uwzględnić frakcję biomasy w następujący sposób:

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

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 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 frakcja biomasy w całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego w materiałach wyjściowych nie może przekraczać całkowitej frakcji biomasy zawartej w materiałach wsadowych i paliwach, z wyjątkiem sytuacji, gdy operator dostarczy dowody na obecność wyższej frakcji biomasy w materiałach wyjściowych za pomocą metody „atomów znaczonych” (stechiometrycznej) lub analiz ¹⁴C.

B.3.3 Kryteria uznawania emisji z biomasy za zerowe

Biomasa wykorzystywana jako paliwo do spalania musi spełniać kryteria określone w niniejszej sekcji. W przypadku gdy biomasa wykorzystywana do spalania nie spełnia niniejszych kryteriów, jej zawartość węgla pierwiastkowego uznaje się za węgiel kopalny.

1. 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⁽⁴⁾.
2. Na zasadzie odstępstwa od poprzedniego punktu 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.
3. Energia elektryczna, energia ciepła i chłodu wytwarzane ze stałych odpadów komunalnych nie podlegają kryteriom określonym w art. 29 ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001.

⁽⁴⁾ 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).

4. Kryteria określone w art. 29 ust. 2–7 i ust. 10 dyrektywy (UE) 2018/2001 stosuje się niezależnie od pochodzenia geograficznego biomasy.
5. 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.

B.3.4 Odnosne parametry

Zgodnie ze wzorami podanymi w sekcjach B.3.1–B.3.3 niniejszego załącznika dla każdego strumienia materiałów wsadowych określa się następujące parametry:

1. 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 sekcji B.3.3.

2. 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.

3. 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 sekcji 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 dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania:

1. na podstawie ciągłych pomiarów odnoszących się do procesu, w którym materiał jest zużywany lub wytwarzany;
2. na podstawie zagregowanych wyników pomiarów osobno (partiami) dostarczanych lub wytworzonych ilości, z uwzględnieniem odpowiednich zmian w zapasach. W tym celu stosuje się następujące zasady:
 - a) 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;

- b) 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:

1. danych z poprzednich lat, skorelowanych z odpowiednimi poziomami działalności za dany okres sprawozdawczy;
2. 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:

1. gdy operator nie posiada własnego systemu pomiarowego umożliwiającego określenie odpowiedniego zbioru danych;
2. gdy określenie zbioru danych za pomocą własnego systemu pomiarowego operatora nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów;
3. 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:

- (1) ilości z wystawionych przez kontrahenta faktur, pod warunkiem że miała miejsce transakcja handlowa między dwoma niezależnymi partnerami handlowymi;
- (2) 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:

1. korzystanie z wartości standardowych;
2. korzystanie z danych przybliżonych opartych na empirycznych korelacjach między odpowiednim współczynnikiem obliczeniowym a innymi parametrami, które łatwiej jest zmierzyć;
3. 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:

- a) współczynniki standardowe określone w załączniku VIII;

- b) współczynniki standardowe zawarte w najnowszych wytycznych IPCC dotyczących wykazów gazów cieplarnianych⁵;
- c) 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:

- a) 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;
- b) wartości ogłoszone przez krajowe instytucje badawcze, organy publiczne, organy normalizacyjne, urzędy statystyczne itp. na potrzeby bardziej zdezagregowanej sprawozdawczości dotyczącej emisji niż opisana w poprzednim punkcie;
- c) wartości określone i gwarantowane przez dostawcę paliwa lub materiału, jeśli istnieją dowody, że zawartość węgla pierwiastkowego wykazuje 95 % przedział ufności nieprzekraczający 1 %;
- d) wartości stechiometryczne dotyczące zawartości węgla pierwiastkowego i powiązane wartości określone na podstawie literatury dotyczące wartości opałowej (NCV) czystej substancji;
- e) wartości oparte na analizach laboratoryjnych przeprowadzonych w przeszłości, nie wcześniej niż przed dwoma laty, i uznanych za reprezentatywne dla danego paliwa lub materiału.

Aby zapewnić spójność na przestrzeni czasu, wszelkie stosowane wartości standardowe określa się w dokumentacji dotyczącej metodyki 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 dokumentacji dotyczącej metodyki 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 sekcji B.5.4 niniejszego załącznika:

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

⁵ Międzyrządowy Zespół ONZ ds. Zmian Klimatu (IPCC): Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych.

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 niniejszej sekcji.

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 lub wymogach określonych w kwalifikowalnym systemie monitorowania, raportowania i weryfikacji. 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

Należy stosować minimalne częstotliwości analiz odnośnych paliw i materiałów wymienione w tabeli 1 w niniejszym załączniku. Inną częstotliwość analiz można stosować w następujących przypadkach:

- a) gdy w tabeli nie podano wymaganej minimalnej częstotliwości;
- b) gdy w kwalifikowalnym systemie monitorowania, raportowania i weryfikacji przewidziano inną minimalną częstotliwość analiz dla tego samego rodzaju materiału lub paliwa;
- c) gdy minimalna częstotliwość wymieniona w tabeli 1 w niniejszym załączniku prowadziłyby do nieracjonalnych kosztów;
- d) 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, której wartość określono w ostatnim punkcie poprzedniego akapitu.

Tabela 1: Minimalne częstotliwości analiz

Paliwo/material	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 rozdzielenie faz lub lokalny rozkład wielkości cząstek, stabilność próbek itp. Metodę pobierania próbek określa się w dokumentacji dotyczącej metodyki 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

Laboratoria przeprowadzające analizy mające na celu wyznaczenie współczynników obliczeniowych muszą być akredytowane zgodnie z normą ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych. Z laboratoriów nieakredytowanych można korzystać

do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych tylko 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:

1. jest ekonomicznie niezależne od operatora lub przynajmniej pod względem organizacyjnym wyłączone spod wpływu podmiotu zarządzającego instalacją;
2. stosuje obowiązujące standardy dotyczące wymaganych analiz;
3. zatrudnia pracowników kompetentnych do wykonywania określonych przydzielonych im zadań;
4. odpowiednio zarządza pobieraniem i przygotowywaniem próbek, w tym kontrolą integralności próbek;
5. 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;
6. 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:

1. wartości standardowe typu I;
2. wartości standardowe typu II;
3. korelacje na potrzeby określania danych przybliżonych;
4. analizy przeprowadzane poza kontrolą operatora, np. przez dostawcę paliwa lub materiału, zawarte w dokumentach zakupu, bez dalszych informacji na temat zastosowanych metod;
5. analizy przeprowadzane w laboratoriach nieakredytowanych lub w laboratoriach akredytowanych, ale z zastosowaniem uproszczonych metod pobierania próbek;
6. 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 sekcją 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:

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

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 ;

$V_{godz., i}$ 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 sekcją B.6.2.6 niniejszego załącznika.

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:

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

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 sekcji B.3.3 niniejszego załącznika, pod warunkiem zastosowania jednej z następujących metod w odniesieniu do ilości emisji CO₂ z biomasy:

1. 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);
2. 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);
3. inna metoda dopuszczalna zgodnie z kwalifikowalnym systemem monitorowania, raportowania i weryfikacji.

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 załączniku VIII:

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

gdzie:

N_2O_{annual} oznacza całkowitą roczną wielkość emisji N₂O obliczoną zgodnie z sekcją B.6.2.1 niniejszego załącznika.

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:

1. ISO 20181:2023 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości automatycznych systemów pomiarowych
2. ISO 14164:1999 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Pomiar strumienia objętości gazu w kanałach – Metoda automatyczna
3. ISO 14385-1:2014 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Gazy cieplarniane – Część 1: Kalibracja automatycznych systemów pomiarowych

4. ISO 14385-2:2014 Emisja ze źródeł stacjonarnych – Gazy cieplarniane – Część 2: Ciągła kontrola jakości automatycznych systemów pomiarowych
5. 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 sekcją B.5.4.3 niniejszego załącznika.

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 sekcjach B.4–B.6 niniejszego załącznika.

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 udoskowaleniem 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:

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

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:

1. metodę A, przewidującą rejestrację czasu trwania efektu anodowego na wanno-dobę;

2. metodę B, przewidującą rejestrację nadnapięcia efektu anodowego.

B.7.1 Metoda obliczeniowa A – metoda nachylenia

W celu wyznaczenia wielkości emisji PFC stosuje się następujące równania:

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

$$\text{emisje } C_2F_6 [t] = \text{emisje } CF_4 \times F_{C_2F_6} \text{ (równanie 22)}$$

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):

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

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 załączniku, 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 _{CF4}) [(kg CF ₄ /t Al) / (AE-min/wanno-doba)]	Współczynnik emisji dla C ₂ F ₆ (F _{C2F6}) [t C ₂ F 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
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

(*) Współczynnik dla danej instalacji należy określić na podstawie własnych pomiarów. Jeśli nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów, należy zastosować wartości metody CWPB.

B.7.2 Metoda obliczeniowa B – metoda nadnapięciowa:

W przypadku metody nadnapięciowej stosuje się następujące równania:

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

$$\text{emisje C}_2\text{F}_6 [t] = \text{emisje CF}_4 \times F_{C2F6} \quad (\text{równanie 25})$$

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* (nad napięcie efektu anodowego / wydajność prądowa) wyraża całkowane w czasie średnie nad napięcie efektu anodowego [nad napięcie 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 nad napięciowa

Technologia	Współczynnik emisji dla CF₄ [(kg CF₄/t Al) / mV]	Współczynnik emisji dla C₂F₆ [t C₂F₆/ t CF₄]
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 załączniku VIII.

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

(równanie 26)

B.8 Wymogi dotyczące przenoszenia CO₂ między instalacjami

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 wielkopiecowym lub gazem koksowniczym) lub we wsadach do procesu (włącznie z gazem syntezowym), uwzględnia się we współczynniku emisji dla takiego strumienia materiału wsadowego.

Jeśli CO₂ związany w paliwie jest przenoszony z instalacji jako część strumienia materiału wsadowego do innej instalacji, nie liczy się go jako emisji z instalacji, z której pochodzi. Jeśli jednak CO₂ związany w paliwie jest emitowany (np. uwalniany do atmosfery lub spalany w pochodni) lub przekazywany podmiotom, które nie monitorują emisji do celów niniejszego rozporządzenia lub

kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, liczy się go jako emisję z instalacji, z której pochodzi.

B.8.2 Możliwość odliczania składowanego lub używanego CO₂

CO₂ pochodzący z węgla 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:

1. Jeśli CO₂ jest używany w instalacji lub został przeniesiony poza tę instalację do dowolnego z poniższych obiektów:
 - a) instalacji służącej do wychwytywania CO₂, w której monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia lub kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji;
 - b) instalacji lub sieci transportowej, w której monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia lub kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, w celu długoterminowego geologicznego składowania CO₂;
 - c) składowiska, w którym monitoruje się emisje do celów niniejszego rozporządzenia lub kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, w celu długoterminowego geologicznego składowania.
2. Jeśli CO₂ jest używany w instalacji lub przekazywany poza instalację podmiotowi, który monitoruje emisje do celów niniejszego rozporządzenia lub kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji, 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 akcie delegowanym przyjętym na podstawie art. 12 ust. 3b dyrektywy 2003/87/WE.

CO₂ przenoszony do innej instalacji do celów wskazanych w pkt 1 i 2 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.

Jeżeli CO₂ jest używany w tej samej instalacji do celów określonych w pkt 1 i 2, stosuje się metody monitorowania określone w sekcjach 21–23 załącznika IV do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/2066⁽⁶⁾.

B.8.3 Zasady monitorowania przenoszenia CO₂

Tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej po stronie instalacji lub podmiotów odbierających muszą być jasno określone w dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania. Ilość CO₂ uznaną za niewyemitowaną zgłasza się w powiadomieniu zgodnie z załącznikiem IV.

⁽⁶⁾ 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).

Tożsamość i dane kontaktowe osoby odpowiedzialnej po stronie instalacji lub podmiotów, z których pochodzi odebrany CO₂, muszą być jasno określone w dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania. Przyjętą ilość CO₂ zgłasza się w powiadomieniu zgodnie z załącznikiem IV.

W celu wyznaczenia ilości CO₂ przenoszonego 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 dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania.

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 jakiejkolwiek 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 spoielania, 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.

Zalecany 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.

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 sekcją B.9.2.3 niniejszego załącznika.

– 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:

$$Cli_{prod} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \cdot CCR - Cli_s + Cli_d - Cli_{SV} \quad (\text{równanie 27})$$

gdzie:

Cli_{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_{is} oznacza ilość dostarczonego klinkieru wyrażoną w tonach;

Cl_{id} oznacza ilość wysłanego klinkieru wyrażoną w tonach; a

Cl_{isv} 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 sekcji 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 sekcji B.5.4 niniejszego załącznika i z zastosowaniem następującego wzoru:

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

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 sekcji B.6.2.5 niniejszego załącznika, 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 Nm^3/h w warunkach standardowych;

$O_{2,air}$ oznacza frakcję objętościową O_2 w suchym powietrzu (= 0,2095), a

$O_{2,flue\ gas}$ oznacza frakcję objętościową O_2 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 (O_2)

Jeżeli jest to konieczne do obliczenia przepływu spalin zgodnie z sekcją B.9.3.2 niniejszego załącznika, mierzy się stężenia tlenu w spalinach, stosując wymogi określone w sekcji B.6.2.2 niniejszego załącznika. 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 sekcją A.4 niniejszego załącznika 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:

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

gdzie:

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

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

h_{return} oznacza entalpię 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:

- a) jeżeli istnieje dowód na to, że kondensat pozostaje wewnątrz produktu (np. w procesach wtryskiwania pary wodnej), odpowiedniej ilości entalpii kondensatu nie odejmuje się;
- b) 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:

- a) 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;
- b) 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 ciepła:

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

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

gdzie:

Q oznacza ilość ciepła wyrażoną w TJ;

η_H oznacza zmierzoną sprawność wytwarzania 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 2, 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.

W przypadku gdy mierzalne ciepło jest odzyskiwane z niemierzalnego ciepła wytwarzanego z paliw i wykorzystywanego w procesach produkcji po tym wykorzystaniu, np. ze spalin, aby nie dochodziło do podwójnego liczenia, odpowiednią ilość mierzalnego ciepła netto podzieloną przez sprawność referencyjną wynoszącą 90 % odejmuje się od zużytego paliwa.

C.2 Wyznaczanie współczynnika emisji mierzalnego ciepła w przypadku miks paliwowego

W przypadku gdy w procesie produkcji dochodzi do zużycia mierzalnego ciepła wytwarzanego w instalacji, emisje związane z tym ciepłem określa się przy użyciu jednej z poniższych metod.

C.2.1 Współczynnik emisji mierzalnego ciepła wytwarzanego 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 miks paliwowego, a emisje, które można przypisać do procesu produkcji, oblicza się w następujący sposób:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \cdot Q_{consumed} / \eta \quad (\text{równanie 35})$$

gdzie:

Em_{Heat} oznacza emisje związane z ciepłem pochodzące z procesu produkcji w t CO₂;

EF_{mix} oznacza współczynnik emisji odpowiedniego miks paliwowego wyrażony w t CO₂/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:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \cdot NCV_i) \quad (\text{równanie 36})$$

gdzie:

AD_i oznacza dane dotyczące rocznej działalności (tj. zużyte ilości) związanej z paliwami i zużytymi do wytwarzania mierzalnego ciepła, wyrażone w tonach lub Nm³;

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i wyrażoną w TJ/t lub TJ/Nm³;

EF_i oznacza współczynnik emisji paliw i wyrażony w t CO₂/TJ, a

Em_{FGC} oznacza emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin wyrażone w tonach CO₂.

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

C.2.2 Współczynnik emisji mierzalnego ciepła wytwarzanego 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 niniejszej sekcji. Zasady dotyczące energii elektrycznej mają również – w odpowiednich przypadkach – zastosowanie do produkcji energii mechanicznej.

Emisje jednostki kogeneracyjnej określa się w następujący sposób:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FCG} \quad (\text{równanie 37})$$

gdzie:

Em_{CHP} oznacza emisje jednostki kogeneracyjnej w okresie sprawozdawczym wyrażone w t CO₂;

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 Nm³;

NCV_i oznacza wartość opałową paliw i wyrażoną w TJ/t lub TJ/Nm³;

EF_i oznacza współczynnik emisji paliw i wyrażony w t CO₂/TJ, a

Em_{FCG} oznacza emisje z procesów technologicznych z oczyszczania spalin wyrażone w tonach CO₂.

Energię 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:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad (\text{równanie 38})$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{równanie 39})$$

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 sekcją C.1.2;

E_{In} oznacza energię wejściową określoną przy zastosowaniu równania 33 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 w okresie sprawozdawczym, wyrażoną w TJ.

W przypadku gdy określenie efektywności η_{heat} i η_{el} nie jest technicznie wykonalne lub prowadziło 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:

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{równanie 40})$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{równanie 41})$$

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 załączniku IX.

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:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad (\text{równanie 42})$$

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.

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

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad (\text{równanie 43})$$

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 załączniku VIII, do obliczenia EF_{mix} stosuje się ten standardowy współczynnik emisji, a nie współczynnik emisji gazu odlotowego.

C.2.3 Współczynnik emisji mierzalnego ciepła wytwarzanego poza instalacją

W przypadku gdy proces produkcji zużywa mierzalne ciepło wytwarzane poza instalacją, emisje związane z tym ciepłem określa się przy użyciu jednej z poniższych metod.

1. W przypadku gdy instalacja wytwarzająca mierzalne ciepło podlega kwalifikowalnemu systemowi monitorowania, raportowania i weryfikacji lub w przypadku gdy operator instalacji zużywającej mierzalne ciepło zapewnia na podstawie odpowiednich postanowień umowy na dostawę ciepła, aby instalacja wytwarzająca ciepło prowadziła monitorowanie emisji zgodnie z niniejszym załącznikiem, współczynnik emisji mierzalnego ciepła określa

się przy użyciu odpowiednich równań z sekcji C.2.1 lub C.2.2, 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 %.

D. ENERGIA ELEKTRYCZNA

D.1 Obliczanie emisji związanych z energią elektryczną

Emisje związane z produkcją lub zużyciem energii elektrycznej do celów obliczania emisji wbudowanych zgodnie z sekcją F.1 oblicza się za pomocą następującego równania:

$$Em_{el} = E_{el} \cdot EF_{el} \quad (\text{równanie 44})$$

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 lub TJ, a

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

D.2 Zasady określania współczynnika emisji dla energii elektrycznej jako towarów przywożonych

Do ustalenia wielkości specyficznych rzeczywistych emisji wbudowanych związanych z energią elektryczną jako towarów przywożonych zastosowanie mają wyłącznie emisje bezpośrednie zgodnie z sekcją 2 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

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

- a) stosuje się specyficzną wartość domyślną dla państwa trzeciego, grupy państw trzecich lub regionu w państwie trzecim, jako odpowiedni współczynnik emisji CO₂ określony zgodnie z pkt D.2.1 niniejszego załącznika;
- b) w przypadku gdy specyficzna wartość domyślna, o której mowa w lit. a), nie jest dostępna, stosuje się współczynnik emisji CO₂ w UE określony zgodnie z pkt D.2.2 niniejszego załącznika;
- c) w przypadku gdy zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym 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 niniejszego załącznika, deklarowane niższe wartości określa się na podstawie dostępnych i wiarygodnych danych;
- d) zamiast wartości domyślnych zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym może do obliczenia emisji wbudowanych związanych z importowaną energią elektryczną zastosować

rzeczywiste emisje wbudowane, jeżeli spełnione są łączne kryteria a)–d) określone w sekcji 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 sekcji D.2.3 niniejszego załącznika.

D.2.1 Współczynnik emisji CO₂ oparty na specyficznych wartościach domyślnych

Zgodnie z sekcją 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 danych dostępnych Komisji. Do celów niniejszego rozporządzenia te współczynniki emisji CO₂ ustala się na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE), a Komisja podaje je w rejestrze przejściowym CBAM.

D.2.2 Współczynnik emisji CO₂ w UE

Zgodnie z sekcją 4.2.2 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 stosuje się współczynnik emisji CO₂ przyjęty dla Unii. Do celów niniejszego rozporządzenia współczynnik emisji CO₂ przyjęty dla Unii ustala się na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE), a Komisja podaje go w rejestrze przejściowym CBAM.

D.2.3 Współczynnik emisji CO₂ oparty na wiarygodnych danych przedstawionych przez zgłaszającego objętego obowiązkiem sprawozdawczym

Do celów sekcji D.2 lit. c) niniejszego załącznika zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym dostarcza zbiory danych z alternatywnych oficjalnych źródeł, w tym statystyki krajowe za okres pięciu lat kończący się dwa lata przed złożeniem sprawozdania.

Aby odzwierciedlić wpływ polityki dotyczącej obniżania emisyjności, na przykład wzrostu produkcji energii odnawialnej, a także wpływ warunków klimatycznych, na przykład występowania w danych latach wyjątkowo niskich temperatur, na roczną podaż energii elektrycznej w danych krajach, zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym oblicza współczynnik emisji CO₂ na podstawie średniej ważonej współczynnika emisji CO₂ za okres pięciu lat kończący się dwa lata przed złożeniem sprawozdania.

W tym celu zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym oblicza roczne współczynniki emisji CO₂ dla każdej technologii opartej na paliwach kopalnych i odpowiadającej jej produkcji energii elektrycznej brutto w państwie trzecim, które może eksportować energię elektryczną do UE, na podstawie następującego równania:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{równanie 45})$$

gdzie:

$Em_{el,y}$ oznacza roczny współczynnik emisji CO₂ dla wszystkich technologii opartych na paliwach kopalnych w danym roku w państwie trzecim, które może 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”.

Zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym oblicza współczynnik emisji CO₂ jako średnią kroczącą z tych lat, począwszy od bieżącego roku minus dwa, na podstawie następującego równania:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{równanie 46})$$

gdzie:

Em_{el} oznacza współczynnik emisji CO₂ wynikający ze średniej kroczącej współczynników emisji CO₂ z 5 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.

D.2.4 Współczynnik emisji CO₂ oparty na rzeczywistych emisjach CO₂ z instalacji

Zgodnie z sekcją 5 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956 zamiast wartości domyślnych zgłaszający objęty obowiązkiem sprawozdawczym może do obliczenia emisji wbudowanych związanych z importowaną energią elektryczną zastosować rzeczywiste emisje wbudowane, jeżeli spełnione są łączne kryteria a)–d) określone w tej sekcji.

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 moc 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 jako materiałem wsadowym do produkcji towarów innych niż energia elektryczna

W okresie przejściowym współczynniki emisji dla energii elektrycznej określa się na podstawie:

- średniego współczynnika emisji sieci elektroenergetycznej kraju pochodzenia na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) podanych przez Komisję w rejestrze przejściowym CBAM; albo
- dowolnego innego współczynnika emisji sieci elektroenergetycznej kraju pochodzenia na podstawie publicznie dostępnych danych, odpowiadającego albo średniemu współczynnikowi emisji, albo współczynnikowi emisji CO₂, o którym mowa w sekcji 4.3 załącznika IV do rozporządzenia (UE) 2023/956.

Na zasadzie odstępstwa od lit. a) i b) w przypadkach określonych w sekcjach D.4.1–D.4.3 można stosować rzeczywiste współczynniki emisji dla energii elektrycznej.

D.4.1 Współczynnik emisji energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji innej niż kogeneracyjna

W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wyniku spalania paliw w instalacji, z wyjątkiem energii elektrycznej wytwarzanej w procesie kogeneracji, współczynnik emisji energii elektrycznej EF_{El} wyznacza się na podstawie odpowiedniego miks paliwowego, a emisje, które można przypisać do wytwarzania energii elektrycznej, oblicza się w następujący sposób:

$$EF_{El} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / El_{prod}$$

(równanie 47)

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 miks paliwowego wchodzi gaz odlotowy i gdy współczynnik emisji gazu odlotowego jest wyższy niż standardowy współczynnik emisji gazu ziemnego podany w tabeli 1 w załączniku VIII, do obliczenia EF_{El} stosuje się ten standardowy współczynnik emisji, a nie współczynnik emisji gazu odlotowego.

D.4.2 Współczynnik emisji energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji kogeneracyjnej

Współczynnik emisji produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w procesie kogeneracji określa się zgodnie z sekcją C.2.2 niniejszego załącznika.

D.4.3 Współczynnik emisji energii elektrycznej wytwarzanej poza instalacją

1. W przypadku gdy energia elektryczna jest otrzymywana ze źródła bezpośrednio powiązanego z instalacją pod względem technicznym i gdy dostępne są wszystkie odpowiednie dane, współczynnik emisji tej energii elektrycznej określa się, stosując odpowiednio sekcje D.4.1 lub D.4.2.
2. W przypadku gdy energia elektryczna jest otrzymywana od producenta energii elektrycznej w ramach umowy zakupu energii elektrycznej, można stosować odpowiedni współczynnik emisji dla energii elektrycznej określony zgodnie z sekcjami D.4.1 lub D.4.2, o ile został on podany do wiadomości operatora przez producenta energii elektrycznej i udostępniony zgodnie z załącznikiem IV.

E. MONITOROWANIE PREKURSÓRÓW

W przypadku gdy w opisie ścieżek produkcyjnych dla procesów produkcji określonych dla instalacji wskazano odpowiednie prekursory, określa się ilość każdego prekursora zużytego w procesach produkcji prowadzonych w instalacji w celu obliczenia całkowitych emisji wbudowanych z wyprodukowanych towarów złożonych zgodnie z sekcją G niniejszego załącznika.

Na zasadzie odstępstwa od poprzedniego akapitu, w przypadku gdy tym samym procesem produkcji objęte są produkcja i wykorzystanie prekursora, określa się jedynie ilość dodatkowego prekursora wykorzystanego i uzyskanego z innych instalacji lub z innych procesów produkcji.

Wykorzystaną ilość i charakterystykę w zakresie emisji określa się oddzielnie dla każdej instalacji, z której pochodzi prekursor. Metody stosowane do określania wymaganych danych określa się w dokumentacji dotyczącej metodyki 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 sekcji A.4 niniejszego załącznika, 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 zużytego w każdym procesie produkcji prowadzonym w instalacji, dla której prekursor ten jest istotny.
 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) zastosowaną ścieżkę produkcyjną określoną w załączniku II sekcja 3;
 - d) wartości mających zastosowanie parametrów szczegółowych wymaganych do określenia emisji wbudowanych, zgodnie z wykazem w sekcji 2 załącznika IV;
 - e) specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z prekursorem będące średnią z ostatniego dostępnego okresu sprawozdawczego, wyrażone w tonach ekwiwalentu CO₂ na tonę prekursora;
 - f) datę rozpoczęcia i zakończenia okresu sprawozdawczego stosowanego w instalacji, z której uzyskano prekursor;
 - g) w stosownych przypadkach informacje dotyczące opłaty emisyjnej należnej z tytułu prekursora.
- Odpowiednie informacje uzyskuje się z instalacji produkującej prekursor, najlepiej za pomocą formularza elektronicznego, o którym mowa w art. 3 ust. 5 i w załączniku IV.
3. Dla każdej ilości prekursora, dla której uzyskano niekompletne lub niejednoznaczne dane wymienione w pkt 2, można zastosować – na warunkach określonych w art. 4 ust. 3 niniejszego rozporządzenia – odpowiednie wartości domyślne udostępnione i opublikowane przez Komisję na okres przejściowy.

F. ZASADY PRZYPISYWANIA EMISJI Z INSTALACJI DO TOWARÓW

F.1 Metody obliczeniowe

Do celów przypisywania emisji z instalacji do towarów emisje, materiały wsadowe i materiały wyjściowe przypisuje się do procesów produkcji określonych zgodnie z sekcją A.4 niniejszego załącznika, stosując równanie 48 dla emisji bezpośrednich i równanie 49 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 50 i 51 na specyficzne bezpośrednie i pośrednie emisje wbudowane związane z towarami wynikające z procesu produkcji.

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod} \quad (\text{równanie 48})$$

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

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{równanie 49})$$

$$SEE_{g,Dir} = \frac{AttrEm_{g,Dir}}{AL_g} \quad (\text{równanie 50})$$

$$SEE_{g,Indir} = \frac{AttrEm_{g,Indir}}{AL_g} \quad (\text{równanie 51})$$

gdzie:

$AttrEm_{Dir}$	oznacza przypisane emisje bezpośrednie z procesu produkcji za cały okres sprawozdawczy, wyrażone w t ekwiwalentu CO ₂ ;
$AttrEm_{indir}$	oznacza przypisane emisje pośrednie z procesu produkcji za cały okres sprawozdawczy, wyrażone w t ekwiwalentu CO ₂ ;
$DirEm^*$	oznacza emisje z procesu produkcji, które można bezpośrednio przypisać, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego zgodnie z zasadami przewidzianymi w sekcji B niniejszego załącznika i 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 sekcji C niniejszego załącznika i 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:

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

gdzie:

EF_{heat} oznacza współczynnik emisji dotyczący wytwarzania mierzalnego ciepła określony zgodnie z sekcją C.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 sekcji C niniejszego załącznika. W przypadku wyprowadzania ciepła wykorzystuje się albo emisje z faktycznie znanego miks paliwowy zgodnie z sekcją C.2, 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 za pomocą następującego wzoru:

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

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 załączniku VIII;

$WG_{corr,exp}$

oznacza emisje odpowiadające ilości gazów odlotowych wyprowadzanych z procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w sekcji B niniejszego załącznika i następującego wzoru:

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

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 załączniku VIII, a $Corr_{\eta}$ oznacza współczynnik uwzględniający różnicę w

$Em_{el,prod}$	efektywności między wykorzystaniem gazu odlotowego a wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa wzorcowego. Standardową wartością jest $Corr_{\eta} = 0,667$; oznacza emisje odpowiadające ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w granicach tego procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w sekcji D niniejszego załącznika;
$Em_{el,cons}$	oznacza emisje odpowiadające ilości energii elektrycznej zużytej w granicach tego procesu produkcji, określone w odniesieniu do okresu sprawozdawczego za pomocą zasad przewidzianych w sekcji D niniejszego załącznika;
$SEE_{g,Dir}$	oznacza specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane z towarów g wyrażone w t CO ₂ e na tonę, ważne w danym okresie sprawozdawczym;
$SEE_{g,Indir}$	oznacza specyficzne pośrednie emisje wbudowane z towarów g wyrażone w t CO ₂ e na tonę, 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 sekcją F.2 niniejszego załącznika, wyrażony w tonach.

F.2 Metodyka monitorowania poziomów działalności

Poziom działalności procesu produkcji oblicza się jako całkowitą masę wszystkich towarów opuszczających proces produkcji w okresie sprawozdawczym w odniesieniu do towarów wymienionych w załączniku I do rozporządzenia (UE) 2023/956 według zbiorczej kategorii towarów, zgodnie z sekcją 2 załącznika II, do której odnosi się proces produkcji. W przypadku gdy zakres definicji procesów produkcji obejmuje również produkcję prekursorów, należy unikać podwójnego liczenia, licząc wyłącznie produkty końcowe opuszczające granice systemowe procesu produkcji. Uwzględnia się wszelkie przepisy szczególne określone w odniesieniu do procesu produkcji lub ścieżki produkcyjnej w sekcji 3 załącznika II. W przypadku gdy w ramach tej samej instalacji do produkcji towarów objętych tym samym kodem CN wykorzystuje się kilka ścieżek produkcyjnych i gdy tym ścieżkom produkcyjnym przypisane są odrębne procesy produkcji, wielkość emisji wbudowanych z towarów oblicza się oddzielnie dla każdej ścieżki produkcyjnej.

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 sekcji B.4 niniejszego załącznika.

F.3 Metody monitorowania wymagane do przypisania emisji do procesów produkcji

F.3.1 Zasady dotyczące przypisywania danych do procesów produkcji

1. Metody wybrane do celów przypisywania zbiorów danych do procesów produkcji określa się w dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania. Poddaje się je regularnym przeglądom w celu poprawy jakości danych, tam gdzie jest to możliwe, zgodnie z sekcją A niniejszego załącznika.
2. Jeżeli dane na potrzeby konkretnego zbioru danych nie są dostępne dla każdego procesu produkcji, wybiera się odpowiednią metodę określania wymaganych danych dla każdego

procesu produkcji. W tym celu stosuje się jedną z poniższych zasad w zależności od tego, która z nich daje dokładniejsze wyniki:

- a) jeżeli na tej samej linii produkcyjnej produkowane są kolejno jeden po drugim różne towary, czynniki produkcji, produkty i odpowiadające im emisje przypisywane są kolejno w oparciu o czas użytkowania w ciągu roku w odniesieniu do każdego procesu produkcji;
 - b) czynniki produkcji, produkty i odpowiadające im emisje przypisuje się na podstawie masy lub ilości wyprodukowanych indywidualnych towarów lub szacunków opartych na współczynniku entalpii wolnej reakcji w zakresie zaistniałych reakcji chemicznych, lub w oparciu o inny właściwy klucz podziału potwierdzony przez ugruntowaną metodę naukową.
3. W przypadku gdy do wyników pomiarów przyczynia się szereg przyrządów pomiarowych różnej jakości, do podziału danych na poziomie instalacji dotyczących ilości materiałów, paliw, mierzalnego ciepła lub energii elektrycznej na procesy produkcji można zastosować jedną z poniższych metod:
- a) określenie podziału w oparciu o metodę wyznaczania, taką jak opomiarowanie podlicznikami, oszacowanie, korelacja, stosowaną jednakowo dla każdego procesu produkcji. W przypadku gdy 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:
$$RecF = D_{Inst} / \sum D_{PP} \quad (\text{równanie 55})$$

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} :

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \quad (\text{równanie 56})$$

- b) jeżeli dane dotyczące tylko jednego procesu produkcji są nieznane lub są niższej jakości niż dane dotyczące innych procesów produkcji, znane dane dotyczące procesu produkcji można odjąć od danych dotyczących całej instalacji. Metoda ta jest zalecana jedynie w przypadku procesów produkcji, które mają mniejszy wpływ na przydział uprawnień dla instalacji.

F.3.2 Procedura śledzenia kodów CN towarów i prekursorów

Do celów prawidłowego przypisywania danych do procesów produkcji instalacja prowadzi wykaz wszystkich towarów i prekursorów wytworzonych w ramach instalacji, jak również prekursorów uzyskanych spoza instalacji, wraz z odpowiadającymi im kodami CN. Na podstawie tego wykazu:

1. produkty i ich dane liczbowe dotyczące rocznej produkcji przypisuje się do procesów produkcji zgodnie ze zbiorczymi kategoriami towarów określonymi w sekcji 2 załącznika II;
2. informacje te uwzględnia się przy oddzielnym przypisywaniu czynników produkcji, produktów i emisji do procesów produkcji.

W tym celu ustanawia się, dokumentuje, wdraża i utrzymuje procedurę regularnego sprawdzania, czy towary i prekursory wyprodukowane w ramach instalacji są zgodne z kodami CN zastosowanymi przy tworzeniu dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania. Procedura ta zawiera ponadto postanowienia umożliwiające ustalenie, czy instalacja produkuje nowe towary, oraz zapewniające określenie mających zastosowanie kodów CN nowego produktu i dodanie ich do wykazu towarów w celu przypisania powiązanych z nimi czynników produkcji, produktów i emisji do odpowiedniego procesu produkcji.

F.4 Dalsze zasady przypisywania emisji bezpośrednich

1. Emisje strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji obsługujących tylko jeden proces produkcji przypisuje się w całości do tego procesu produkcji. W przypadku stosowania bilansu masowego wychodzące strumienie materiałów wsadowych odejmuje się zgodnie z sekcją B.3.2 niniejszego załącznika. Aby uniknąć podwójnego liczenia, strumienie materiałów wsadowych przeliczone na gazy odlotowe, z wyjątkiem gazów odlotowych wytworzonych i w pełni zużytych w ramach tego samego procesu produkcji, przypisuje się przy użyciu równań 53 i 54. Niezbędne monitorowanie wartości opałowej i objętości odpowiednich gazów odlotowych odbywa się przy zastosowaniu zasad określonych w sekcji B.4 i B.5 niniejszego załącznika.
2. Tylko w przypadku gdy strumienie materiałów wsadowych lub źródła emisji obsługują więcej niż jeden proces produkcji, zastosowanie mają następujące metody przypisywania emisji bezpośrednich:
 - a) emisje ze strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji stosowanych do wytwarzania mierzalnego ciepła przypisuje się do procesów produkcji zgodnie z sekcją F.5 niniejszego załącznika;
 - b) jeżeli gazów odlotowych nie wykorzystuje się w ramach tego samego procesu produkcji, w którym zostały wytworzone, emisje pochodzące z gazów odlotowych przypisuje się zgodnie z zasadami i równaniami przedstawionymi w sekcji F.1 niniejszego załącznika;
 - c) jeżeli ilości strumieni materiałów wsadowych, które można przypisać do procesów produkcji, są określone za pomocą pomiarów przed ich wykorzystaniem w ramach procesu produkcji, stosuje się odpowiednią metodykę zgodnie z sekcją F.3.1 niniejszego załącznika;
 - d) jeżeli nie można przypisać emisji ze strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji zgodnie z innymi metodami, przypisuje się je za pomocą skorelowanych parametrów, które zostały już przypisane do procesów produkcji zgodnie z sekcją F.3.1 niniejszego załącznika. W tym celu ilości strumieni materiałów wsadowych i odpowiadające im emisje przypisuje się zgodnie z proporcją, w której parametry te są przypisywane do procesów produkcji. Odpowiednie parametry obejmują masę wytworzonych towarów, masę lub objętość zużytego paliwa lub materiału, ilość wytworzonego niemierzalnego ciepła, godziny działania lub znane sprawności urządzeń.

F.5 Dalsze zasady przypisywania emisji z mierzalnego ciepła

Zastosowanie mają ogólne zasady obliczeniowe określone w sekcji F.1 niniejszego załącznika. Odpowiednie przepływy ciepła określa się zgodnie z sekcją C.1 niniejszego załącznika, a współczynnik emisji dla mierzalnego ciepła określa się przez zastosowanie zasad określonych w sekcji C.2 niniejszego załącznika.

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.

G. 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:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{InpMat}}{AL_g} \quad (\text{równanie 57})$$

$$EE_{InpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_i \quad (\text{równanie 58})$$

gdzie:

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

$AttrEm_g$ oznacza przypisane emisje bezpośrednie lub pośrednie z procesu produkcji, w wyniku którego wytwarzane są towary g , określone zgodnie z sekcją F.1 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 , określony zgodnie z sekcją F.2 niniejszego załącznika w odniesieniu do okresu sprawozdawczego, wyrażony w tonach;

EE_{InpMat} oznacza bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane ze wszystkich prekursorów wykorzystanych w okresie sprawozdawczym, które określono jako istotne dla procesu produkcji towarów g w sekcji 3 załącznika II, wyrażone w t ekwiwalentu CO₂;

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

SEE_i oznacza specyficzne bezpośrednie lub pośrednie emisje wbudowane z prekursora i , wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na tonę 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 instalacji, prekursor z każdej instalacji należy traktować oddzielnie.

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 z prekursora i , a następnie wykorzystuje się je do obliczenia wielkości emisji wbudowanych z towarów 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:

$$m_i = M_i / AL_g \quad (\text{równanie 59})$$

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

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \cdot SEE_i) \quad (\text{równanie 60})$$

gdzie:

ae_g oznacza specyficzne przypisane emisje bezpośrednio lub pośrednio 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:

$$ae_g = AttrEm_g / AL_g \quad (\text{równanie 61})$$

m_i oznacza jednostkowe zużycie masy prekursora i stosowanego w procesie produkcji, w wyniku którego wytwarzana jest jedna tona towarów g , wyrażone w tonach prekursora i na tonę towarów g (tj. bezwymiarowo), a

SEE_i oznacza specyficzne bezpośrednio lub pośrednio emisje wbudowane z prekursora i , wyrażone w t ekwiwalentu CO₂ na tonę prekursora i .

H. OPCJONALNE ŚRODKI UKIERUNKOWANE NA POPRAWĘ JAKOŚCI DANYCH

1. Źródła ryzyka wystąpienia błędów w przepływie danych, od danych pierwotnych po dane końcowe, wskazuje się w powiadomieniu zgodnie z załącznikiem IV. Ustanawia się dokumentuje, wdraża i utrzymuje skuteczny system kontroli w celu zapewnienia, aby powiadomienia sporządzone w wyniku działań w zakresie przepływu danych nie zawierały nieprawidłowości i były zgodne z dokumentacją dotyczącą metodyki monitorowania oraz z niniejszym załącznikiem.

Ocenę ryzyka zgodnie z akapitem pierwszym udostępnia się Komisji i właściwemu organowi na ich wniosek. Jeżeli operator zdecyduje się skorzystać z możliwości weryfikacji zgodnie z zalecanymi udoskonaleniami, udostępnia również ocenę ryzyka do celów weryfikacji.

2. Do celów oceny ryzyka ustanawia się, dokumentuje, wdraża i utrzymuje pisemne procedury dotyczące działań w zakresie przepływu danych, jak również dotyczące działań kontrolnych, a odniesienia do tych procedur wprowadza się do dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania.
3. Działania kontrolne, o których mowa w ust. 2, obejmują, w stosownych przypadkach:
 - a) zapewnianie jakości odpowiednich urządzeń pomiarowych;
 - b) 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;

- c) podział obowiązków odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, a także zarządzanie niezbędnymi kompetencjami;
 - d) wewnętrzne przeglądy i walidację danych;
 - e) korekty i działania naprawcze;
 - f) kontrolę procesów zleczanych na zewnątrz;
 - g) prowadzenie rejestrów i dokumentacji, w tym zarządzanie wersjami dokumentów.
4. Do celów ust. 3 lit. a) zapewnia się regularną kalibrację, regulację i kontrolę stosownych urządzeń pomiarowych przed ich użyciem oraz ich sprawdzenie pod kątem zgodności z normami pomiarowymi odpowiadającymi międzynarodowym normom pomiarowym, o ile są one dostępne, oraz zapewnia się, aby były one proporcjonalne do zidentyfikowanego ryzyka.
- Jeżeli części składowe systemu pomiarowego nie mogą być skalibrowane, wskazuje się je w dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania i ustanawia się alternatywne działania kontrolne.
- W przypadku stwierdzenia, że urządzenie nie jest zgodne z wymogami pod względem wydajności, bezzwłocznie podejmuje się niezbędne działania naprawcze.
5. Do celów ust. 3 lit. d) dane uzyskane w ramach działań w zakresie przepływu danych, o których mowa w ust. 2, podlegają regularnemu przeglądowi i walidacji. Taki przegląd i walidacja danych obejmują:
- a) sprawdzenie, czy dane są kompletne;
 - b) porównanie danych określonych w poprzednim okresie sprawozdawczym oraz, w szczególności, kontrole spójności w oparciu o szeregi czasowe efektywności w zakresie emisji gazów cieplarnianych odpowiednich procesów produkcji;
 - c) porównanie danych i wartości uzyskanych z różnych systemów gromadzenia danych operacyjnych, w szczególności w odniesieniu do protokołów produkcji, wyników sprzedaży i stanów magazynowych odpowiednich towarów;
 - d) porównania i kontrole kompletności danych na poziomie instalacji i procesu produkcji odpowiednich towarów.
6. Do celów ust. 3 lit. e) zapewnia się, aby w przypadku stwierdzenia, że działania w zakresie przepływu danych lub działania kontrolne nie funkcjonują skutecznie lub nie są zgodne z zasadami określonymi w dokumentacji procedur dotyczących tych działań, podjęte zostały działania naprawcze, a dane, których problem dotyczył, zostały bezzwłocznie skorygowane.
7. Do celów ust. 3 lit. f), jeżeli co najmniej jedno działanie w zakresie przepływu danych lub działanie kontrolne, o których mowa w ust. 1, jest zlecane na zewnątrz, wykonuje się wszystkie następujące czynności:
- a) sprawdza się jakość zleczonych na zewnątrz działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych zgodnie z niniejszym załącznikiem;
 - b) definiuje się odpowiednie wymogi odnoszące się do wyników procesów zleczanych na zewnątrz, a także metod stosowanych w takich procesach;
 - c) sprawdza się jakość wyników i metod, o których mowa w lit. b) niniejszego ustępu;
 - d) zapewnia się, aby działania zlecone na zewnątrz były prowadzone w sposób uwzględniający ryzyko nieodłączone i ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej zidentyfikowane w ramach oceny ryzyka.

8. Monitoruje się skuteczność systemu kontroli, między innymi przez przeprowadzanie wewnętrznych przeglądów i uwzględnianie ustaleń poczynionych przez weryfikatora, jeżeli weryfikacja ma zastosowanie.

W przypadku stwierdzenia nieskuteczności systemu kontroli lub jego niewspółmierności do zidentyfikowanego ryzyka podejmuje się działania w celu udoskonalenia systemu kontroli i odpowiedniej aktualizacji dokumentacji dotyczącej metodyki monitorowania, w tym bazowych procedur pisemnych odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych, oceny ryzyka i działań kontrolnych, stosownie do przypadku.

9. Zalecane udoskonalenie: operator może dobrowolnie zlecić weryfikację danych dotyczących emisji z instalacji i danych dotyczących specyficznych emisji wbudowanych z towarów, opracowanych zgodnie z załącznikiem IV, niezależnemu weryfikatorowi akredytowanemu zgodnie z normą ISO 14065, lub zgodnie z zasadami kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji właściwego dla danej instalacji.

ZAŁĄCZNIK IV

Zawartość zalecanego powiadomienia przekazywanego zgłaszającym objętym obowiązkiem sprawozdawczym przez operatorów instalacji

1. TREŚĆ WZORU POWIADOMIENIA O DANYCH DOTYCZĄCYCH EMISJI

Informacje ogólne

1. Informacje o instalacji:
 - a) nazwa i dane kontaktowe operatora;
 - b) nazwa instalacji;
 - c) dane kontaktowe w odniesieniu do instalacji;
 - d) niepowtarzalny identyfikator instalacji, o ile jest on dostępny;
 - e) odpowiedni kod lokalizacji ONZ obowiązujący w handlu i transporcie (UN/LOCODE);
 - f) dokładny adres i jego transkrypcja w języku angielskim;
 - g) współrzędne geograficzne głównego źródła emisji pochodzących z instalacji.
2. W odniesieniu do każdej zbiorczej kategorii towarów – zastosowane procesy produkcji i ścieżki produkcyjne wymienione w tabeli 1 w załączniku II.
3. W odniesieniu do każdego z towarów wymienionych w odniesieniu do każdego kodu CN oddzielnie albo pogrupowanych według zbiorczych kategorii towarów zgodnie z sekcją 2 załącznika II:
 - a) specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane z każdego z towarów;
 - b) informacje dotyczące jakości danych i zastosowanych metod, w szczególności informacje na temat tego, czy wielkość emisji wbudowanych określono w pełni na podstawie monitorowania, czy zastosowano którąkolwiek z wartości domyślnych udostępnionych i opublikowanych przez Komisję w odniesieniu do okresu przejściowego;
 - c) specyficzne pośrednie emisje wbudowane z każdego z towarów i metoda określania współczynnika emisji oraz wykorzystane źródło informacji;
 - d) współczynnik emisji stosowany w odniesieniu do energii elektrycznej jako towarów przywożonych, wyrażony jako tona ekwiwalentu CO₂ na MWh oraz źródło danych lub metoda zastosowana do określenia współczynnika emisji energii elektrycznej, jeżeli różni się on od współczynników emisji podanych przez Komisję w rejestrze przejściowym CBAM;
 - e) w przypadku podania wartości domyślnych udostępnionych i opublikowanych przez Komisję w odniesieniu do okresu przejściowego zamiast rzeczywistych

danych dotyczących specyficznych emisji wbudowanych dodaje się krótki opis przyczyn;

- f) w stosownych przypadkach: informacje dotyczące poszczególnych sektorów zgodnie z sekcją 2 niniejszego załącznika;
- g) w stosownych przypadkach: informacje dotyczące należnej opłaty emisyjnej. W przypadku gdy opłata emisyjna należna za prekursory jest uzyskiwana z innych instalacji, wszystkie opłaty emisyjne należne za te prekursory wymienia się oddzielnie dla każdego kraju pochodzenia.

Zalecane udoskonalenia w odniesieniu do informacji ogólnych

1. Całkowita wielkość emisji z instalacji, w tym:
 - a) dane dotyczące działalności 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.
2. Bilans wprowadzonego, wyprodukowanego, zużytego i wyprowadzonego mierzalnego ciepła, gazów odlotowych i energii elektrycznej.
3. Ilość wszystkich prekursorów otrzymanych z innych instalacji oraz wielkość związanych z nimi specyficznych bezpośrednich i pośrednich emisji wbudowanych.
4. Ilość prekursora użytego w każdym procesie produkcji, z wyłączeniem prekursorów wyprodukowanych w ramach tej samej instalacji.
5. Informacje na temat sposobu obliczania wielkości przypisanych emisji bezpośrednich i pośrednich z każdego procesu produkcji.
6. Poziom działalności i wielkość przypisanych emisji z każdego procesu produkcji.
7. Wykaz wszystkich odpowiednich wyprodukowanych towarów według kodów CN, w tym prekursorów nieobjętych odrębnymi procesami produkcji.
8. Krótki opis instalacji, prowadzonych w niej głównych procesów produkcji, wszelkich procesów produkcji niepodlegających przepisom CBAM, głównych elementów stosowanej metodyki monitorowania, kwestii stosowania zasad kwalifikowalnego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji oraz rodzaju środków podjętych w celu poprawy jakości danych, w szczególności wyjaśnienie kwestii, czy zastosowano jakąkolwiek formę weryfikacji.
9. W stosownych przypadkach: informacje dotyczące współczynnika emisji energii elektrycznej w umowie zakupu energii elektrycznej.

2. PARAMETRY SEKTOROWE, KTÓRE NALEŻY UWZGLĘDNIĆ W POWIADOMIENIU

Zbiorcza kategoria towarów	Wymóg w zakresie sprawozdawczości w sprawozdaniu CBAM
Glina kalcynowana	– Czy glina jest kalcynowana.
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).
Kwas azotowy	– Stężenie (procent masowy).
Amoniak	– Stężenie w przypadku roztworu wodnego.
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).
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.
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.

Zbiorcza kategoria towarów	Wymóg w zakresie sprawozdawczości w sprawozdaniu CBAM
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. – Procent masowy zawartych materiałów, które nie są żelitem ani stalą, jeżeli ich masa jest większa niż 1–5 % całkowitej masy towarów. – 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

DANE EORI

Tabela 1 zawiera informacje dotyczące przedsiębiorców znajdujące się w systemie przedsiębiorców (EOS), które musi być interoperacyjny z rejestrem przejściowym CBAM.

Tabela 1: Dane EORI

EORI w systemie przedsiębiorców (EOS)	
Identyfikacja klienta	
Kraj posiadacza EORI + numer krajowy EORI	
Kraj posiadacza EORI	
Data nadania EORI	
Data wygaśnięcia EORI	
Informacje o kliencie dla służb celnych	
Nazwa skrócona posiadacza EORI	
Nazwa pełna posiadacza EORI	
Język posiadacza EORI	
Data rozpoczęcia działalności przez posiadacza EORI	
Rodzaj osoby posiadającej EORI	
Działalność gospodarcza prowadzona przez posiadacza EORI	
Wykaz adresów siedzib przedsiębiorstwa będącego posiadaczem EORI	
Adresy siedzib przedsiębiorstwa	
Adres posiadacza EORI	
Język posiadacza EORI	
Imię i nazwisko lub nazwa posiadacza EORI	
Siedziba przedsiębiorstwa w Unii	
Adres przedsiębiorstwa będącego posiadaczem EORI – od kiedy	
Adres przedsiębiorstwa będącego posiadaczem EORI – do kiedy	
Numer identyfikacyjny VAT i NIP	
„VAT” lub „NIP”	
Identyfikator kraju + numer identyfikacyjny VAT i NIP (połączenie identyfikatora kraju z numerem krajowym)	
Forma prawna posiadacza EORI	
Język formy prawnej posiadacza EORI	
Forma prawna posiadacza EORI	
Data rozpoczęcia i zakończenia formy prawnej posiadacza EORI	
Wykaz osób do kontaktu	
Osoba do kontaktu	
Adres osoby do kontaktu w sprawach EORI	
Język, w jakim należy się kontaktować w sprawach EORI	
Imię i nazwisko osoby do kontaktu w sprawach EORI	
Nazwisko osoby do kontaktu w sprawach EORI	
Zgoda na publikację – oznakowanie	
Opis pól dotyczących danych adresowych	

Ulica i numer domu
Kod pocztowy
Miejscowość
Kod kraju
Wykaz szczegółów powiadomienia
Rodzaj powiadomienia

ZALĄCZNIK VI

Uzupełniające wymogi dotyczące danych w odniesieniu do uszlachetniania czynnego

Tabela 1 zawiera informacje pochodzące ze zdecentralizowanych systemów celnych, które muszą być interoperacyjne z rejestrem przejściowym CBAM zgodnie z art. 17 niniejszego rozporządzenia.

Tabela 1: Informacje dodatkowe dotyczące uszlachetniania czynnego

Wymóg dotyczący danych ze strony organów celnych po rozliczeniu zamknięcia procedury uszlachetniania czynnego, w przypadku gdy zgłaszającemu objętemu obowiązkiem sprawozdawczym nie przyznano zwolnienia.
Państwo wydające
Numer referencyjny rekordu danych
Numer wersji rekordu danych
Status wersji rekordu danych
Data początkowa okresu sprawozdawczego
Data końcowa okresu sprawozdawczego
Kontrolny urząd celny (w odniesieniu do uszlachetniania czynnego)
Numer referencyjny pozwolenia na uszlachetnianie czynne
Numer identyfikacyjny importera/posiadacza pozwolenia na uszlachetnianie czynne
Państwo importera
Identyfikator pozycji towarowej (lp.)
Kod podpozycji systemu zharmonizowanego
Kod Nomenklatury scalonej
Opis towarów
Kod wnioskowanej procedury
Kod poprzedniej procedury
Kod kraju pochodzenia
Kod kraju przeznaczenia
Kraj wysyłki
Masa netto
Rodzaj jednostek miary
Jednostki uzupełniające
Wartość statystyczna

Masa netto produktu faktycznie użytego w produktach uszlachetnionych dopuszczonych do obrotu
Masa netto faktycznych produktów dopuszczonych do obrotu w ramach tego samego kodu towaru
Nr identyfikacyjny i status przedstawiciela
Rodzaj transportu na granicy

ZAŁĄCZNIK VII

Dane z systemu krajowego

Tabela 1 zawiera informacje pochodzące ze zdecentralizowanych systemów, które muszą być interoperacyjne z rejestrem przejściowym CBAM zgodnie z art. 17 niniejszego rozporządzenia.

Dane z systemu krajowego
Wydający
Numer referencyjny rekordu danych
Numer wersji rekordu danych
Status wersji rekordu danych
Numer zgłoszenia przywozowego
Numer pozycji towarowej w zgłoszeniu
Data przyjęcia zgłoszenia
Kod wnioskowanej procedury
Kod poprzedniej procedury
Kod kraju pochodzenia
Kod kraju preferencyjnego pochodzenia
Kod kraju przeznaczenia
Kraj wysyłki
Nr porządkowy kontyngentu
Opis towarów
Kod podpozycji systemu zharmonizowanego
Kod Nomenklatury scalonej
Kod TARIC
Masa netto
Wartość statystyczna
Jednostki uzupełniające
Rodzaj zgłoszenia/deklaracji
Rodzaj dodatkowego zgłoszenia/deklaracji
Format
Nr identyfikacyjny importera
Państwo importera
Numer identyfikacyjny odbiorcy
Numer identyfikacyjny zgłaszającego
Numer identyfikacyjny posiadacza pozwolenia
Rodzaj posiadacza pozwolenia
Numer referencyjny pozwolenia
Numer identyfikacyjny przedstawiciela
Rodzaj transportu na granicy
Rodzaj transportu wewnętrznego

Załącznik VIII

Współczynniki standardowe stosowane w monitorowaniu emisji bezpośrednich na poziomie instalacji

1. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI PALIW ODNIESIONE DO WARTOŚCI OPAŁOWEJ (NCV)

Tabela 1: Współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe na jednostkę masy paliwa

Opis rodzaju paliwa	Współczynnik emisji (t CO₂/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

Opis rodzaju paliwa	Współczynnik emisji (t CO ₂ /TJ)	Wartość opałowa (TJ/Gg)	Źródło
Koks z koksowni i koks z węgla brunatnego	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Koks gazowniczy	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Smoła 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 ⁽⁷⁾	n.d.	Światowa Rada Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju – Inicjatywa na rzecz zrównoważonego o cementu (WBCSD CSI)
Tlenek węgla	155,2 ⁽⁸⁾	10,1	J. Falbe i M. Regitz, Römpf Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.
Metan	54,9 ⁽⁹⁾	50,0	J. Falbe i M. Regitz, Römpf Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

Tabela 2: Współczynniki emisji paliw odniesione do wartości opałowej (NCV) oraz wartości opałowe na jednostkę masy biomasy

⁽⁷⁾ Wartość ta jest wstępnym współczynnikiem emisji, tj. przed zastosowaniem, w stosownych przypadkach, frakcji biomasy.

⁽⁸⁾ Przy NCV wynoszącej 10,12 TJ/t.

⁽⁹⁾ Przy NCV wynoszącej 50,01 TJ/t.

Biomasa	Wstępny EF [t CO ₂ /TJ]	NCV [GJ/t]	Źródło
Drewno/odpady drzewne (suszone powietrzem ⁽¹⁰⁾)	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
Węgiel drzewny	112	29,5	IPCC 2006 GL
Biobenzyna	70,8	27,0	IPCC 2006 GL
Biodiesle	70,8	37,0	IPCC 2006 GL ⁽¹¹⁾
Inne biopaliwa ciekłe	79,6	27,4	IPCC 2006 GL
Gaz wysypiskowy ⁽¹²⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Gaz gnilny ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Inne rodzaje biogazu ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Odpady komunalne (frakcja biomasy) ⁽¹³⁾	100	11,6	IPCC 2006 GL

2. 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

⁽¹⁰⁾ 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:

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

gdzie NCV_{dry} oznacza wartość opałową bezwzględnie suchego materiału, w oznacza zawartość wody (procent masowy), a $\Delta H_v = 2,4 \text{ GJ/t } H_2O$ oznacza entalpię parowania wody. Za pomocą tego samego równania wartość opałową dla danej zawartości wody można wyliczyć z wartości opałowej suchego materiału.

⁽¹¹⁾ Wartość NCV pochodzi z załącznika III do dyrektywy (UE) 2018/2001.

⁽¹²⁾ 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.

⁽¹³⁾ W wytycznych IPCC podano również wartości w odniesieniu do frakcji kopalnej odpadów komunalnych: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t węglanu]
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	Współczynnik emisji = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]\}$ 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	Współczynnik emisji = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})]\}$ 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)⁽¹⁴⁾

⁽¹⁴⁾ Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych, 2006 r.

Material wejściowy lub wyjściowy	Zawartość węgla pierwiastkowego (t C/t)	Współczynnik emisji (t CO₂/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	0,0191	0,07
Gaz konwertorowy	0,3493	1,28
Koks padaftowy	0,8706	3,19
Surówka	0,0409	0,15
Żelazo/złom żelazny	0,0409	0,15
Stal/złom stalowy	0,0109	0,04

3. 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

ZALĄCZNIK IX

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 młoto)	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 ⁽¹⁵⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽¹⁶⁾	Gorąca woda	Para wodna ⁽¹⁵⁾	Bezpośrednie wykorzystanie ciepła spalin ⁽¹⁶⁾
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	86	81	78	86	81	78

⁽¹⁵⁾ 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.

⁽¹⁶⁾ Wartości dla bezpośredniego wykorzystania ciepła spalin stosuje się, jeżeli temperatura wynosi 250 °C lub więcej.

		orzechów oraz pestki oliwek i inne pestki						
	S5	Inna biomasa stała, w tym wszystkie rodzaje biomasy drzewnej nieujęte 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
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 młoto)	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
Inne	O14	Ciepło odpadowe (w tym gazy spalinowe z procesów o wysokiej temperaturze, produkt egzotermicznych reakcji chemicznych)	—	—	—	92	87	—