



Ministerstwo Środowiska

**DECYZJA KOMISJI nr 2004/156/WE
z dnia 29 stycznia 2004 r.
(notyfikowana jako dokument C(2004) 130)**

**ustanawiająca wytyczne dotyczące
monitorowania i sprawozdawczości w zakresie
emisji gazów cieplarnianych w myśl dyrektywy
2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady
(Tekst odnosi się do Europejskiego Obszaru Gospodarczego)**

Warszawa, styczeń 2005

Niniejszy materiał jest roboczym tłumaczeniem wersji oryginalnej Decyzji (w języku angielskim), przygotowanym przez Ministerstwo Środowiska – Departament Instrumentów Ochrony Środowiska

DECYZJA KOMISJI
z dnia 29 stycznia 2004 r.
ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych w myśl
dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady
(notyfikowana jako dokument C(2004) 130)
(tekst mający znaczenie dla krajów EOG)
(2004/156/WE)

KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH,

uwzględniając Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską,

uwzględniając dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE¹, w szczególności jej art. 14 ust.1,

a także mając na uwadze, co następuje:

- 1) Prowadzenie pełnego, spójnego, przejrzystego i dokładnego monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z niniejszymi wytycznymi ma podstawowe znaczenie dla funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ustanowionego dyrektywą 2003/87/WE.
- 2) Wytyczne zawarte w niniejszej decyzji określają szczegółowe kryteria monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych pochodzącej z rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, dotyczącej gazów cieplarnianych określanych w stosunku do tych rodzajów działalności, w oparciu o zasady prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości określone w załączniku IV do tej dyrektywy.
- 3) Artykuł 15 dyrektywy 2003/87/WE zobowiązuje Państwa Członkowskie do zapewnienia weryfikacji sprawozdań przedstawianych przez operatorów instalacji zgodnie z kryteriami określonymi w załączniku V do tej dyrektywy.
- 4) Środki przewidziane w niniejszej decyzji są zgodne z opinią Komitetu, o którym mowa w art. 8 decyzji Komisji 93/389/EWG.²

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

Wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych z rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, o których mowa w art. 14 tej dyrektywy, zawarte są w załącznikach do niniejszej decyzji.

Wytyczne te opierają się na zasadach podanych w załączniku IV do wspomnianej dyrektywy.

Artykuł 2

Niniejsza decyzja skierowana jest do Państw Członkowskich.

Sporządzono w Brukseli, dnia 29 stycznia 2004 r.

W imieniu Komisji
Margot WALLSTRÖM
Członek Komisji

¹ Dz.U. nr L 275 z 25.10.2003, str. 32.

² Dz.U. nr L 167 z 9.07.1993, str. 31. Decyzja ostatnio zmieniona rozporządzeniem (WE) nr 1882/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. nr L 284 z 31.10.2003, s. 1).

Spis załączników

Załącznik I:	Ogólne wytyczne
Załącznik II:	Wytyczne dotyczące emisji z procesów spalania w ramach kategorii działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik III:	Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii olejów mineralnych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik IV:	Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik V:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik VI:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik VII:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik VIII:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik IX:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik X:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych, wymienionych w załączniku I do dyrektywy
Załącznik XI:	Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy

ZAŁĄCZNIK I

Ogólne wytyczne

1. WPROWADZENIE

Niniejszy załącznik zawiera ogólne wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych z rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, dalej zwanej „dyrektywą”. Dodatkowo wytyczne dotyczące emisji gazów związanej z poszczególnymi rodzajami działalności zawarte są w załącznikach od II do XI.

Komisja dokona rewizji niniejszego załącznika oraz załączników II - XI w terminie do dnia 31 grudnia 2006 r., uwzględniając doświadczenia stosowania niniejszych załączników oraz wszelkie poprawki wprowadzone w treści dyrektywy 2003/87/WE, mając na celu wprowadzenie w życie wszelkich poprawek w załącznikach od dnia 1 stycznia 2008 r.

2. DEFINICJE

W niniejszym załączniku oraz w załącznikach II-XI stosuje się następujące definicje:

- a) „działalność” oznacza rodzaje działalności wymienione w załączniku I do dyrektywy;
- b) „wytyczne szczegółowe dotyczące konkretnych rodzajów działalności” oznaczają wytyczne odnoszące się do pewnego konkretnego rodzaju działalności, wykonywanego przy użyciu jednej instalacji;
- c) „partia” oznacza taką ilość paliwa lub innego materiału, jaką dostarcza się jako jednorazową partię lub w sposób ciągły w określonej jednostce czasu. Partię paliwa lub innego materiału poddaje się reprezentatywnemu próbkowaniu i szczegółowo określa dla niej średnią kaloryczność i zawartość węgla oraz inne właściwe cechy składu chemicznego;
- d) „biomasa” oznacza niekopalny materiał biologiczny ulegający biodegradacji, powstający z procesów życiowych roślin, zwierząt i mikroorganizmów. Pojęcie to obejmuje także produkty, produkty uboczne, osady i odpady z działalności w rolnictwie, leśnictwie i w pokrewnych rodzajach działalności, jak również nie kopalne ulegające biodegradacji cząstki organiczne odpadów przemysłowych i komunalnych. Biomasa obejmuje również gazy i płyny odzyskiwane w procesie rozkładu nie kopalnego i ulegającego biodegradacji materiału organicznego. Biomasa spalana w celach energetycznych określa się mianem paliwa biomasowego;
- e) „emisja pochodząca ze spalania” oznacza emisję gazu cieplarnianego występującą podczas reakcji egzotermicznej paliwa z tlenem;
- f) „właściwe władze” oznaczają władze właściwe i kompetentne w danej dziedzinie do wdrażania postanowień zawartych w niniejszej decyzji, wyznaczone do tego zgodnie z postanowieniami art. 18 dyrektywy;
- g) „emisja” oznacza uwalnianie gazów cieplarnianych do atmosfery ze źródeł znajdujących się w instalacjach, w znaczeniu określonym w dyrektywie;
- h) „gazy cieplarniane” oznaczają gazy wymienione w załączniku II do dyrektywy;
- i) „pozwolenie na emisję gazu cieplarnianego” lub „pozwolenie” oznacza pozwolenie, o jakim mowa w art. 4 dyrektywy, wydane zgodnie z postanowieniami art. 5 i 6 dyrektywy;
- j) „instalacja” oznacza stacjonarne urządzenie techniczne, wykorzystywane do prowadzenia jednego lub więcej rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy oraz wszelkich innych bezpośrednio pokrewnych rodzajów działalności, mających ścisły związek techniczny z rodzajami działalności prowadzonej w danym zakładzie, mogących stanowić źródło emisji i zanieczyszczeń w znaczeniu określonym w dyrektywie;
- k) „poziom pewności” oznacza stopień, w jakim weryfikator ma pewność odnośnie wiarygodności wniosków z dokonanej weryfikacji, to znaczy w jakim stopniu ma prawo zakładać, że wnioski te stwierdzają, że przedstawione informacje dotyczące instalacji, traktowane jako całość są wolne od poważnych zafalszowań;
- l) „waga zafalszowań” oznacza fachowy osąd weryfikatora, dotyczący tego, czy pojedynczy błąd, pominięcie lub zafalszowanie albo grupa takich nieprawidłowości zniekształcających przedstawione informacje na temat danej instalacji będą miały wpływ na decyzje, jakie w danej sytuacji powinny zostać podjęte przez użytkowników. Jako ogólna wskazówka: weryfikator powinien zakwalifikować nieprawidłową informację dotyczącą łącznej wielkości emisji jako poważną nieprawidłowość wtedy, jeżeli powoduje ona, że suma błędów, pominięć lub zafalszowań zniekształca łączną wielkość emisji o więcej niż pięć procent.
- m) „metodologia monitorowania” oznacza metodologię stosowaną do ustalania wielkości emisji, włącznie z wyborem pomiędzy metodą obliczeniową lub pomiarową i doborem poziomów;
- n) „operator” oznacza każdy podmiot, który wykorzystuje lub obsługuje instalację lub, jeżeli jest to przewidziane przepisami ustawodawstwa krajowego, podmiot, któremu powierzono sprawowanie decydującej władzy ekonomicznej nad technicznym funkcjonowaniem instalacji, w znaczeniu określonym w dyrektywie;
- o) „emisje pochodzące z procesów technologicznych” oznaczają emisje gazu cieplarnianego inne niż „emisje pochodzące ze spalania”, występujące wskutek zarówno zamierzonych, jak i nie zamierzonych reakcji między substancjami lub ich przemiany, włącznie z chemiczną lub elektrolityczną redukcją rud metali, termicznym rozkładem substancji oraz tworzeniem substancji przeznaczonych do użytku jako produkty lub surowce;
- p) „okres sprawozdawczy” oznacza okres, który ma zostać objęty monitorowaniem i sprawozdaniem zgodnie z postanowieniami art. 14 ust. 3 dyrektywy, wynoszący jeden rok kalendarzowy;
- q) „źródło” oznacza punkt lub proces możliwy do zidentyfikowania w ramach instalacji jako oddzielne źródło, z którego emitowane są gazy cieplarniane;
- r) „poziom” oznacza szczególną metodologię ustalania danych na temat działalności, współczynników emisji i współczynników utleniania lub konwersji. Szereg poziomów tworzy hierarchię metodologii, spośród których należy dokonywać wyboru zgodnie z niniejszymi wytycznymi;

- s) „weryfikator” oznacza właściwy, kompetentny, wyznaczony podmiot, którego zadaniem jest przeprowadzenie procesu weryfikacji i przedstawienie odpowiedniego sprawozdania z weryfikacji zgodnie ze szczegółowymi wymogami określonymi przez dane Państwo Członkowskie w myśl postanowień załącznika V do dyrektywy.

3. ZASADY MONITOROWANIA I SPRAWOZDAWCZOŚCI

Dla zapewnienia dokładności i wiarygodności działań w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat emisji gazów cieplarnianych zgodnie z postanowieniami dyrektywy, działania te muszą się opierać się na następujących zasadach:

Kompletność. Działania w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat danej instalacji obejmują wszystkie procesy i emisje ze spalania ze wszystkich źródeł należących do rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy oraz wszystkie gazy cieplarniane określone w odniesieniu do tych rodzajów działalności.

Spójność. Emisje objęte działaniami w zakresie monitorowania i sprawozdawczości muszą być porównywalne w funkcji czasu, co wymaga zastosowania tych samych metodologii i zestawów danych. Metodologie monitorowania można zmieniać zgodnie z postanowieniami niniejszych wytycznych, jeżeli prowadzi to do podniesienia stopnia dokładności danych wprowadzanych do sprawozdań. Wszelkie zmiany w zakresie metodologii monitorowania podlegają zatwierdzeniu przez właściwe władze i muszą być w pełni udokumentowane.

Przejrzystość. Dane z monitorowania, włącznie z założeniami, danymi referencyjnymi, danymi na temat działalności, współczynnikami emisji, współczynnikami utleniania i współczynnikami konwersji gromadzi się, zapisuje, zestawia, analizuje i dokumentuje w sposób umożliwiający weryfikatorowi i właściwym władzom odtworzenie dokonanych ustaleń na temat emisji.

Dokładność. Należy zapewnić, aby - na tyle, na ile jest to możliwe do oceny - ustalenia na temat wielkości emisji nie były regularnie zawyżane ani заниżane względem faktycznej wielkości emisji, a także, aby stopień i zakres występujących niepewności był jak najmniejszy oraz określony co do wielkości w tych dziedzinach, w których niniejsze wytyczne tego wymagają. Należy dochować należytej staranności w celu zapewnienia, że obliczenia i pomiary cechują się najwyższym osiągalnym stopniem dokładności. Operator zobowiązany jest przedstawić racjonalne dowody rzetelności i wiarygodności podawanych danych na temat wielkości emisji. Wielkość emisji ustala się przy użyciu odpowiednich metodologii monitorowania podanych w niniejszych wytycznych. Wszystkie urządzenia pomiarowe lub testowe używane do sporządzania danych z monitorowania muszą być prawidłowo wykorzystywane, konserwowane, kalibrowane i kontrolowane. Arkusze elektroniczne i inne narzędzia wykorzystywane do przechowywania i przetwarzania danych z monitorowania nie mogą powodować powstawania błędów ani nieścisłości.

Ekonomika. Przy wyborze metodologii monitorowania aspekt korzyści uzyskanych z racji większej dokładności należy rozważać względem dodatkowych kosztów, jakich wymaga doskonalsza metodologia. Należy się przy tym kierować zasadą, że celem działań w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat wielkości emisji jest uzyskanie największej osiągalnej dokładności, chyba, że okazuje się to technicznie niewykonalne lub prowadzi do nieracjonalnie wysokich kosztów. Sama metodologia monitorowania musi zawierać instrukcje dla operatora podane w sposób prosty i logiczny, zapobiegać dublowaniu działań i uwzględniać systemy istniejące na miejscu w ramach danej instalacji.

Prawidłowość. Sprawozdanie na temat wielkości emisji i inne związane z nim ustalenia nie mogą zawierać żadnych poważnych nieprawidłowości, cechować się stronniczością w doborze i sposobie przedstawienia informacji. Muszą one zdawać sprawę ze stanu faktycznego w zakresie wielkości emisji z danej instalacji w sposób wiarygodny i wyważony.

Wiarygodność. Sprawozdanie na temat wielkości emisji po weryfikacji musi być wiarygodne dla użytkowników, którzy mają prawo oczekiwać, że mogą się na nim w pełni opierać zakładając, że wszystkie zawarte w nim stwierdzenia są rzetelnie i prawdziwie oraz, że wiernie przedstawia wszystkie informacje, których można po nim oczekiwać.

Udoskonalenia w funkcjonowaniu monitorowania oraz braki w sprawozdaniach. Proces weryfikacji sprawozdań na temat wielkości emisji musi być skutecznym i niezawodnym narzędziem wspierającym działanie procedur zapewniania jakości i kontroli jakości. Zadaniem weryfikacji jest dostarczanie takich informacji, na podstawie których operator może udoskonalać swoje działania w zakresie monitorowania i eliminować braki w sprawozdaniach.

4. MONITOROWANIE

4.1 Zakres

Proces monitorowania i sprawozdawczości w stosunku do danej instalacji obejmuje wszystkie emisje gazów cieplarnianych określonych w stosunku do wszystkich źródeł należących do danych rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy i prowadzonych przy użyciu tej instalacji.

Zgodnie z wymogami postanowień art. 6 ust. 2 lit. b) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą zawierać opis działalności prowadzonej w danej instalacji oraz emisji powstających w wyniku tej działalności. W związku z tym pozwolenie musi zawierać wykaz wszystkich tych źródeł emisji gazów cieplarnianych z rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy, które mają być objęte monitorowaniem i sprawozdawczością. Zgodnie z wymogami postanowień art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą określać wymogi monitorowania wraz z podaniem stosowanych metodologii i częstotliwości działań w zakresie monitorowania.

Z szacunkowych danych na temat wielkości emisji wyłącza się emisje ze spalinowych silników tłokowych wykorzystywanych w pojazdach do celów transportowych.

Monitorowanie emisji obejmuje zarówno emisje z normalnego trybu działalności, jak i z wydarzeń nietypowych, włącznie z rozruchem i zamykaniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi, jakie mają miejsce w danym okresie sprawozdawczym.

W sytuacji, jeżeli jednostkowe lub łączne zdolności produkcyjne lub wielkość produkcji z jednego lub kilku rodzajów działalności należących do tej samej grupy w wykazie zawartym w załączniku I do dyrektywy przekraczają w ramach jednej instalacji lub jednego miejsca odnośny próg określony w tymże załączniku, monitorowaniem i sprawozdawczością obejmuje się wszystkie emisje ze wszystkich źródeł w ramach wszystkich rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy w danej instalacji lub miejscu.

To, czy dodatkową instalację wykorzystywaną do procesów spalania, taką jak np. połączona instalacja ciepłowniczo-energetyczna, uznaje się za część instalacji wykorzystywanej do innego rodzaju działalności wymienionej w załączniku I do dyrektywy, czy za odrębną instalację, uzależnione jest od konkretnych okoliczności w danym miejscu, i powinno być jednoznacznie rozstrzygnięte zapisami w pozwoleniu na emisje gazów cieplarnianych.

Wszystkie emisje powstające z danej instalacji przypisuje się do tej instalacji, bez względu na takie okoliczności, jak eksport energii cieplnej lub elektrycznej do innych instalacji. Emisji związanych z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

4.2 Określanie wielkości emisji gazów cieplarnianych

Prowadzenie kompletnego, przejrzystego i dokładnego monitorowania emisji gazów cieplarnianych wymaga podjęcia szeregu decyzji na etapie doboru odpowiednich metodologii monitorowania. Niezbędne jest podjęcie decyzji co do wyboru metody pomiarowej lub obliczeniowej oraz doboru konkretnych poziomów służących jako odniesienie przy ustalaniu danych na temat działalności, współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji. Całość metod stosowanych przez operatora względem danej instalacji w celu ustalenia wielkości pochodzących z niej emisji określa się jako metodologię monitorowania.

Zgodnie z wymogami postanowień art. 6 ust. 2 lit. c) dyrektywy, pozwolenia na emisje gazów cieplarnianych muszą określać wymogi monitorowania wraz z podaniem stosowanych metodologii i częstotliwości działań. Każda metodologia monitorowania podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze zgodnie z kryteriami podanymi w niniejszym rozdziale wytycznych i w jego podrozdziałach. Państwo Członkowskie lub jego właściwe władze zobowiązane są do zapewnienia, że dane metodologie monitorowania, które mają być stosowane w danych instalacjach, są określone w warunkach pozwolenia lub, o ile są zgodne z postanowieniami dyrektywy, w ogólnych obowiązujących przepisach.

Właściwe władze dokonują zatwierdzenia szczegółowego opisu metodologii monitorowania przygotowanej przez operatora po raz pierwszy przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, a następnie po każdej ewentualnej zmianie w metodologii monitorowania stosowanej w danej instalacji.

Opis taki zawiera:

- dokładną definicję instalacji, która ma być przedmiotem monitorowania oraz prowadzonej w tej instalacji działalności,
- informacje o tym, kto odpowiada za monitorowanie i sprawozdawczość odnośnie tej instalacji,
- wykaz źródeł dla każdego rodzaju działalności prowadzonej w ramach tej instalacji,
- wykaz strumieni paliwowych i materiałowych objętych monitorowaniem w ramach każdego rodzaju działalności,
- wykaz poziomów, jakie mają być stosowane do przetwarzania danych na temat działalności, współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji dla każdego rodzaju działalności oraz dla wszystkich materiałów/typów paliwa,
- opis typu, dokładnych danych technicznych i rozmieszczenia przyrządów pomiarowych, jakie mają być stosowane do pomiaru wielkości emisji z każdego źródła i wobec każdego materiału/typu paliwa,
- opis metody stosowanej do próbkowania paliwa i materiałów w celu ustalenia wartości opalowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości biomasy dla każdego źródła i dla każdego materiału/typu paliwa,
- opis planowanych sposobów lub metod analitycznych ustalania wartości opalowej netto, zawartości węgla, współczynników emisji oraz zawartości cząstek biomasy dla każdego źródła i dla każdego materiału/typu paliwa,
- opis systemów ciągłych pomiarów wielkości emisji, stosowanych do monitorowania danego źródła, tj. punktu pomiaru, częstotliwość pomiarów, używanych urządzeń, procedury kalibracji oraz procedury gromadzenia i przechowywania danych (gdy ma zastosowanie),
- opis procedur zapewniania jakości i kontroli jakości w zakresie zarządzania danymi,
- we właściwych wypadkach informacje na temat powiązań z działaniami prowadzonymi w ramach wspólnotowego programu zarządzania i audytu (EMAS).

Metodologię monitorowania należy zmieniać, jeżeli umożliwia to podniesienie poziomu dokładności danych włączanych do sprawozdań, chyba że udoskonalenia takie są nieracjonalne z punktu widzenia wykonalności technicznej lub wiążą się z ponoszeniem nieracjonalnie wysokich kosztów. Wszystkie proponowane zmiany metodologii monitorowania albo zmiany w zakresie zestawów danych, wyraźnie określone wraz z uzasadnieniem i pełną dokumentacją, należy przedstawiać właściwym władzom. Wszelkie takie zmiany w zakresie metodologii lub zestawów danych podlegają zatwierdzeniu przez właściwe władze.

Operator będzie bez zbędnej zwłoki proponował wprowadzenie zmian w metodologii monitorowania w sytuacji, jeżeli:

- dostępne dane uległy zmianie, co umożliwia uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji,
- powstała nowa, nie istniejąca wcześniej emisja,
- w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodologii monitorowania,
- właściwe władze zażądały wprowadzenia odpowiednich zmian.

Właściwe władze mają prawo żądać od operatora wprowadzenia zmian w metodologii monitorowania, która ma być stosowana w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli dotychczas stosowana metodologia monitorowania służąca do celów sprawozdawczości na temat danej instalacji przestała być zgodna z przepisami określonymi w niniejszych wytycznych.

Ponadto, właściwe władze mają prawo żądać od operatora wprowadzenia zmian w metodologii monitorowania, która ma być stosowana w następnym okresie sprawozdawczym, jeżeli metodologia monitorowania określona w pozwoleniu na emisje została zaktualizowana w efekcie rewizji prowadzonej przed rozpoczęciem każdego okresu, o którym mowa w art. 11 ust. 2 dyrektywy

4.2.1. Obliczenia i pomiary

Postanowienia załącznika IV do dyrektywy zezwalają na ustalenie wielkości emisji przy użyciu:

- metodologii opartej na obliczeniach (dalej zwanej „obliczeniami”)
- metodologii opartej na pomiarach (dalej zwanej „pomiarami”).

Operator ma prawo proponować dokonywanie pomiarów emisji pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że:

- metoda ta w sposób wiarygodny zapewnia uzyskanie większej dokładności niż porównywalne obliczenia prowadzone przy zastosowaniu kombinacji najwyższych poziomów, oraz:
- porównanie między pomiarami a obliczeniami dokonane jest w oparciu o identyczny wykaz źródeł i emisji.

Zastosowanie pomiarów podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze. Operator zobowiązany jest potwierdzić dokonane pomiary emisji za każdy okres sprawozdawczy metodą obliczeń wykonanych zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Przepisy dotyczące doboru poziomów do obliczeń potwierdzających są takie same jak przepisy dotyczące metody obliczeniowej i zawarte są w punkcie 4.2.2.1.4.

Operator ma prawo, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz, łączyć obliczenia i pomiary w odniesieniu do różnych źródeł należących do jednej instalacji. Operator zobowiązany jest zapewnić i wykazać, że nie występują w takim wypadku ani luki w odpowiednich stwierdzeniach na temat wielkości emisji, ani powielanie danych.

4.2.2. Obliczenia

4.2.2.1. Obliczenia emisji CO₂

4.2.2.1.1. Wzory obliczeniowe

Obliczenia emisji CO₂ opierają się na następującym wzorze:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik utleniania}$$

lub na alternatywnej metodzie, o ile metoda taka jest określona w wytycznych dotyczących danego rodzaju działalności.

Wyrażenia zawarte we wzorze określone są dla emisji ze spalania i dla emisji pochodzących z procesów technologicznych w następujący sposób:

Emisje ze spalania

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia paliwa. Ilość zużytego paliwa wyraża się w postaci zawartości energii jako TJ. Współczynnik emisji wyraża się jako tCO₂/TJ. Podczas zużycia energii nie cały węgiel zawarty w paliwie ulega utlenieniu do postaci CO₂. Utlenianie nie całkowite zachodzi wskutek niepełnej efektywności procesu spalania, w którym pewna część węgla pozostaje nie spalona lub ulega spalaniu częściowemu do postaci sadzy lub popiołu. Nie utleniony węgiel uwzględnia się we współczynniku utleniania, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji, jeżeli współczynnik utleniania uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika utleniania. Współczynnik utleniania wyraża się w procentach. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{zużycie paliwa [TJ]} * \text{współczynnik emisji [tCO}_2\text{/TJ]} * \text{współczynnik utleniania}$$

Obliczanie wielkości emisji ze spalania jest dokładniej określone w załączniku II.

Emisje pochodzące z procesów technologicznych

Dane dotyczące działalności opierają się na parametrze zużycia materiału, wydajności przetwórczej lub wielkości produkcji; wyraża się je w tonach [t] lub metrach sześciennych [m³]. Współczynnik emisji wyraża się jako [t CO₂/t lub t CO₂/ m³]. Węgiel zawarty w materiałach początkowych, który w trakcie procesu nie ulega utlenieniu do postaci CO₂, uwzględnia się we współczynniku konwersji, który wyraża się jako ułamek. W sytuacji, jeżeli współczynnik konwersji uwzględnia się we współczynniku emisji, nie stosuje się oddzielnego współczynnika konwersji. Ilość użytego materiału początkowego wyraża się parametrami masy lub objętości [t lub m³]. W efekcie powstaje następujący wzór obliczeniowy:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności [t lub m}^3\text{]} * \text{współczynnik emisji [t CO}_2\text{/t lub m}^3\text{]} * \text{współczynnik konwersji}$$

Obliczanie wielkości emisji pochodzących z procesów technologicznych jest dokładniej omówione w wytycznych na temat konkretnych rodzajów działalności w załącznikach od II do XI; w niektórych wypadkach podane są w nich konkretne współczynniki referencyjne.

4.2.2.1.2. Pozostały CO₂

CO₂, który nie ulega emisji z instalacji, lecz zostaje wyprowadzony z niej w postaci czystej substancji, jako składnik paliw lub użyty bezpośrednio jako surowiec w przemyśle chemicznym lub papierniczym odejmuje się od obliczonego poziomu emisji. Odnosną ilość CO₂ zgłasza się jako pozycję dodatkową.

Za pozostały CO₂ uznawać można CO₂, który zostaje wyprowadzony z instalacji z przeznaczeniem do wymienionych poniżej rodzajów wykorzystania:

- czysty CO₂ używany do nasycania napojów,
- czysty CO₂ używany jako suchy lód do celów chłodniczych,
- czysty CO₂ używany jako czynnik gaśniczy, czynnik chłodniczy lub jako gaz laboratoryjny,
- czysty CO₂ używany do dezynfekcji ziarna,
- czysty CO₂ używany jako rozpuszczalnik w przemyśle spożywczym lub chemicznym,
- CO₂ używany jako surowiec w przemyśle chemicznym lub celulozowym (np. do produkcji mocznika lub węglanów),
- CO₂ stanowiący część paliwa eksportowanego z instalacji.

CO₂, który jest wprowadzany do instalacji jako część paliwa mieszanego (takiego jak np. gaz zasilający wielkie piece lub gaz zasilający piece koksownicze) uwzględnia się we współczynniku emisji dla tego paliwa. W związku z tym dodaje się go do wielkości emisji z tej instalacji, w której paliwo ulega spalaniu, a odejmuje go od instalacji, z której pochodzi.

4.2.2.1.3. Wychwytywanie i przechowywanie CO₂

Komisja zachęca do prowadzenia badań w zakresie metod wychwytywania i przechowywania CO₂. Badania w tym zakresie będą miały duże znaczenie dla opracowywania i wdrażania wytycznych dotyczących monitorowania i sprawozdawczości na temat wychwytywania i przechowywania CO₂ (w dziedzinach, w których jest to objęte postanowieniami dyrektywy) zgodnie z procedurą, o której mowa w art. 23 ust. 2 dyrektywy. Wytyczne takie uwzględniać będą metodologie opracowane przez Ramową Konwencję ONZ w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC). Państwa Członkowskie zainteresowane opracowaniem takich wytycznych zachęca się do przedstawiania Komisji wyników własnych badań, co umożliwi jak najszybsze przyjęcie i zastosowanie tych wytycznych.

W okresie poprzedzającym przyjęcie takich wytycznych Państwa Członkowskie mogą przedstawiać Komisji tymczasowe wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości na temat wychwytywania i przechowywania CO₂ w dziedzinach, w których jest to objęte postanowieniami dyrektywy. Pod warunkiem zatwierdzenia przez Komisję i zgodnie z procedurami, o których mowa w art. 23 ust. 2 dyrektywy, wychwytywany i przechowywany CO₂ można odejmować od obliczonego poziomu emisji z instalacji objętych postanowieniami dyrektywy zgodnie z takimi tymczasowymi wytycznymi.

4.2.2.1.4. Poziomy w ramach metodologii

Wytyczne dotyczące konkretnych rodzajów działalności, podane w załącznikach od II do XI, zawierają szczegółowe metodologie ustalania następujących zmiennych: danych dotyczących działalności, współczynników emisji i utleniania oraz współczynników konwersji. Te różne rodzaje danych i metody obliczeniowe określa się mianem poziomów. Rosnąca numeracja poziomów od 1 w górę odzwierciedla coraz wyższy poziom dokładności, w związku z czym poziom oznaczony najwyższą liczbą jest poziomem preferowanym. Poziomy równoważne wobec siebie oznaczone są taką samą liczbą oraz, dodatkowo, kolejnymi literami alfabetu (np. Poziom 2a i 2b). W odniesieniu do tych rodzajów działalności, dla których niniejsze wytyczne przewidują alternatywne metody obliczeniowe (np. w załączniku VII: „Metoda A - Węglany” i „Metoda B - Produkcja klinkieru”) operator ma prawo zmienić jedną metodę na drugą jedynie pod warunkiem, że jest w stanie wykazać właściwym władzom w sposób przekonywający, iż zmiana taka umożliwi uzyskanie większej dokładności monitorowania i sprawozdawczości w zakresie danego rodzaju działalności.

Wszyscy operatorzy zobowiązani są stosować metodę najwyższego poziomu do ustalania wszystkich zmiennych dla wszystkich źródeł w danej instalacji dla celów monitorowania i sprawozdawczości. Przyjęcie wobec danej zmiennej poziomu niższego, ale najbliższego w hierarchii, dopuszczalne jest w metodologii monitorowania wyłącznie w sytuacji, jeżeli operator wykaże właściwym władzom, że zastosowanie najwyższego poziomu jest technicznie niewykonalne lub wiązałoby się z ponoszeniem nieracjonalnie wysokich kosztów.

Tak więc wybrany poziom odzwierciedla najwyższy poziom dokładności, jaki jest technicznie możliwy do uzyskania w danych okolicznościach i nie powoduje ponoszenia nieracjonalnie wysokich kosztów. Operator ma prawo stosować różne zatwierdzone poziomy względem następujących zmiennych, używanych w ramach jednego obliczenia: dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania oraz współczynniki konwersji. Dobór poziomów podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze (zob. rozdział 4.2).

W okresie od roku 2005 do 2007 państwa członkowskie powinny stosować jako minimum poziomy podane poniżej w tabeli 1, chyba że okaże się to niewykonalne technicznie. W kolumnach A podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji mniejszej lub równej 50 tys. ton. W kolumnach B podane są wartości poziomów dla głównych źródeł z instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji większej niż 50 tys. ton, do poziomu 500 tys. ton łącznie. Zawarte w tabeli progi wielkości odnoszą się do łącznej wielkości rocznej emisji z całej instalacji.

TABELA 1

Kolumna A: łączna wielkość rocznej emisji ≤ 50 tys. ton

Kolumna B: 50 tys. ton < łącznej wielkości rocznej emisji ≤ 500 tys. ton

Kolumna C: łączna wielkość rocznej emisji > 500 tys. ton

załącznik/rodzaj działalności	Dane dotyczące działalności			Wartość opalowa netto			Współczynnik emisji			Dane nt. składu			Współczynnik utleniania			Współczynnik konwersji		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II. Spalanie																		
Spalanie (substancje gazowe, płynne)	2a/2b	3a/3b	4a/4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.
Spalanie (substancje stałe)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.
Spalanie gazów na wylotach kominów	2	3	3	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.
Scrubbing (przemywanie)																		
Węglany	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Gips	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
III. Rafinerie																		
Bilans masy	4	4	4	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Regeneracja urządzeń do krakowania katalizycznego	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Piece koksownicze	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Produkcja wodoru	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
IV. Piece koksownicze																		
Bilans masy	3	3	3	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
V: Rudy metali: prażenie i spiekanie																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Wkład węglanów	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
VI: Żelazo i stal																		
Bilans masy	2	2	3	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Paliwo jako wkład do procesu	2	2	3	2	2	3	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
VII: Cement																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Produkcjaklinkieru	1	2a/2b	2a/2b	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Pył cementowy (CKD)	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
VIII: Wapno																		
Węglany	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	1	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
IX: Szkło																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
X. Ceramika																		
Węglany	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Tlenki metali alkalicznych	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
Przemywanie	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1
XI. Celuloza i papier																		
Metoda standardowa	1	2	2	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1	1	1

Operator ma prawo, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz, stosować wobec zmiennych wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji z pomniejszych źródeł, włącznie z małymi strumieniami paliw lub materiałów, poziomy niższe niż poziomy stosowane do zmiennych wykorzystywanych do obliczania wielkości emisji z głównych źródeł lub głównych strumieni paliw lub materiałów w ramach danej instalacji. Za główne źródła, w tym główne strumienie paliw lub materiałów, uważa się te źródła, na które, po ich ustawieniu w porządku według malejącej wielkości, przypada łącznie nie mniej niż 95% łącznej wielkości rocznych emisji z danej instalacji. Za pomniejsze źródła uważa się te źródła, które emitują rocznie nie więcej niż 2,5 tys. ton gazów lub na które przypada nie więcej niż 5% łącznej wielkości rocznych emisji z danej instalacji, w zależności od tego, która z tych wielkości jest większa w kategoriach liczbowych. Względem tych pomniejszych źródeł, które emitują łącznie nie więcej niż 0,5 tys. ton gazów rocznie lub na które przypada mniej niż 1% łącznej wielkości rocznej emisji z danej instalacji, w zależności od tego, która z tych wielkości jest większa w kategoriach liczbowych, operator instalacji ma prawo stosować do celów monitorowania i sprawozdawczości metodę *de minimis* posługując się własną metodą szacunków, nie opartą na poziomach, pod warunkiem uzyskania zatwierdzenia ze strony właściwych władz.

W odniesieniu do paliw z czystej biomasy można stosować niższe poziomy, chyba, że odpowiednie obliczone wielkości emisji mają być następnie wykorzystane do odejmowania ilości węgla w biomacie od wielkości emisji dwutlenku węgla określonej metodą ciągłego pomiaru emisji.

Operator jest zobowiązany do zaproponowania, bez zbędnej zwłoki, wprowadzenia zmian w zakresie stosowanych poziomów, jeżeli:

- dostępne dane uległy zmianie, co umożliwiłoby uzyskanie większej dokładności w ustalaniu wielkości emisji,
- w danych wykryto błędy powstałe wskutek zastosowanej metodologii monitorowania,
- właściwe władze zażądały wprowadzenia odpowiedniej zmiany.

W odniesieniu do instalacji o łącznej wielkości rocznej emisji przekraczającej równowartość 500 tys. ton CO₂, jeżeli zastosowanie kombinacji metod polegających na wykorzystaniu najwyższego poziomu względem głównych źródeł w danej instalacji przez najbliższy okres sprawozdawczy zostało uznane za technicznie niewykonalne lub powodujące ponoszenie nieracjonalnie wysokich kosztów, to właściwe władze zawiadamiają o tym Komisję w terminie do dnia 30 września każdego roku, poczynając od roku 2004. Komisja na podstawie takich informacji otrzymanych od właściwych władz rozważa, czy właściwe jest zrewidowanie przepisów dotyczących doboru poziomów.

Jeżeli metodologia oparta na najwyższym poziomie albo zastosowanie poziomu uzgodnionego specjalnie dla konkretnych zmiennych są czasowo niewykonalne z powodów technicznych, operator ma prawo stosować najwyższy z dostępnych poziomów przez okres trwający do czasu przywrócenia warunków umożliwiających stosowanie poprzedniego, wyższego poziomu. Operator zobowiązany jest bez zbędnej zwłoki przedstawić właściwym władzom dowody konieczności dokonania zmiany poziomu oraz szczegółowe informacje na temat przejściowo stosowanej metodologii monitorowania. Ponadto, operator zobowiązany jest podjąć wszelkie działania niezbędne do jak najszybszego przywrócenia poziomu stosowanego pierwotnie do celów monitorowania i sprawozdawczości.

Wszelkie zmiany poziomów muszą być w pełni udokumentowane. Drobne luki w ciągłości i kompletności danych, spowodowane awariami urządzeń pomiarowych traktuje się zgodnie z przyjętą praktyką zawodową i z przepisami dokumentu referencyjnego na temat zintegrowanych działań w zakresie zapobiegania i zmniejszania zanieczyszczenia środowiska (IPPC) z lipca 2003 r., zawierającego ogólne zasady monitorowania³.

W sytuacji, jeżeli poziomy zmienia się w trakcie trwania okresu sprawozdawczego, wyniki na temat danego rodzaju działalności oblicza się i zgłasza właściwym władzom jako oddzielne części sprawozdania rocznego za odpowiednie części okresu sprawozdawczego (przed i po zmianie).

4.2.2.1.5. Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności obejmują informacje o przepływie materiałów, zużyciu paliwa, materiałów wejściowych lub o wielkości produkcji wyrażonych w postaci zawartości energetycznej [TJ] określonej jako wartość opałowa netto w przypadku paliw i masa lub objętość dla materiałów będących surowcami lub produktami [t lub m³].

W sytuacji, jeżeli nie ma możliwości ustalenia danych dotyczących działalności stosowanych do obliczania emisji z procesu w drodze pomiarów, bezpośrednio przed rozpoczęciem procesu, a żaden z poziomów zawartych w wytycznych dotyczących danego rodzaju działalności (załączniki II do XI) nie stawia konkretnych wymogów w tym zakresie, dane dotyczące działalności ustala się poprzez ocenę zmian w stanie zapasów wg następującego wzoru:

Materiał C = Materiał P + (Materiał S - Materiał E) - Materiał O

gdzie:

Materiał C jest to materiał przetworzony w okresie sprawozdawczym

Materiał P jest to materiał zakupiony w okresie sprawozdawczym

Materiał S jest to zapas materiału istniejący na początku okresu sprawozdawczego

Materiał E jest to zapas materiału pozostały na końcu okresu sprawozdawczego

Materiał O jest to materiał wykorzystany do innych celów (do transportu lub odsprzedaży)

W sytuacjach, w których ustalenie ilości „Materiału S” i „Materiału E” metodami pomiarów, np. mierzenia, jest technicznie niewykonalne albo powodowałoby ponoszenie nieracjonalnie wysokich kosztów, operator może ocenić te dwie ilości w oparciu o dane z poprzednich lat i o korelację z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym. Następnie operator potwierdza te szacunkowe dane dokonując udokumentowanych obliczeń pomocniczych i przedstawiając stosowne zestawienia finansowe. Niniejsze postanowienie nie zmienia ani nie

³ Dokument dostępny w internecie pod adresem: <http://eippcb.jrc.es/>

uchyla żadnych innych wymogów w zakresie doboru poziomów, tzn. np. ilości „Materiału P oraz „Materiału O” oraz odpowiednie współczynniki emisji lub utleniania nadal ustala się zgodnie z wytycznymi dla konkretnych rodzajów działalności, zawartymi w załącznikach II do XI.

Przy doborze odpowiednich poziomów do ustalania danych dotyczących działalności pomocny może być przegląd typowych zakresów niedokładności, stwierdzanych w różnych typach przyrządów pomiarowych wykorzystywanych do ustalania strumieni masowych paliw, przepływu materiału, ilości materiału początkowego lub wielkości produkcji, zawarty w poniższej tabeli 2. Dane z tej tabeli mogą służyć właściwym władzom i operatorom jako informacja na temat możliwości i ograniczeń w zakresie stosowania odpowiednich poziomów do ustalania danych dotyczących działalności.

TABELA 2

Typowe zakresy niedokładności stwierdzane w różnych przyrządach pomiarowych funkcjonujących w stabilnych warunkach operacyjnych - tabela orientacyjna

przyrząd pomiarowy	mierzona substancja	zakres zastosowania	zakres typowych niedokładności
Przyrząd do mierzenia otworów	gaz	Różne gazy	± 1-3%
Zwężka Venturiego	gaz	Różne gazy	± 1-3%
Przepływomierz ultradźwiękowy	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 0,5-1,5%
Miernik rotacyjny	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 1-3%
Miernik turbinowy	gaz	gaz ziemny/gazy mieszane	± 1-3%
Przepływomierz ultradźwiękowy	płyn	Paliwa płynne	± 1-2%
Miernik na zasadzie indukcji magnetycznej	płyn	płyny przewodzące	± 0,5-2%
Miernik turbinowy	płyn	Paliwa płynne	± 0,5-2%
Waga do ważenia samochodów ciężarowych	ciała stałe	mieszane surowce	± 2-7%
Waga do ważenia wagonów (dla pociągów w ruchu)	ciała stałe	Węgiel	± 1-3%
Waga do ważenia wagonów (dla pojedynczych wagonów)	ciała stałe	Węgiel	± 0,5-1%
Statki rzeczne - pojemność	ciała stałe	Węgiel	± 0,5-1%
Statki oceaniczne - pojemność	ciała stałe	Węgiel	± 0,5-1,5%
Waga taśmowa z przyrządem całkującym	ciała stałe	mieszane surowce	± 1-4%

4.2.2.1.6. Współczynniki emisji

Współczynniki emisji opierają się na zawartości węgla w paliwach lub materiałach początkowych. Wyraża się je jako tCO_2/TJ (współczynniki spalania) lub tCO_2/t albo tCO_2/m^3 (współczynniki procesu). Współczynniki emisji oraz przepisy dotyczące opracowywania współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności podane są w rozdziałach 8 i 10 niniejszego załącznika. Przy emisjach ze spalania, zamiast tCO_2/TJ , operator ma prawo stosować względem paliwa współczynnik emisji wyrażony jako zawartość węgla (tCO_2/t) jeżeli wykaże właściwym władzom, że pozwala to uzyskać w trybie ciągłym większą dokładność wyników. Niemniej, w takim wypadku operator okresowo ustala zawartość energetyczną, by wypełnić wymóg sprawozdawczości zawarty w rozdziale 5 niniejszego załącznika.

Do przeliczania węgla na odpowiednią wartość dla CO_2 stosuje się współczynnik⁴ 3,667 [$tCO_2/t C$].

Dokładniejsze poziomy wymagają opracowania specjalnych współczynników dla konkretnych rodzajów działalności, zgodnie z wymogami zawartymi w rozdziale 10 niniejszego załącznika. Metody oparte na poziomie 1 wymagają użycia referencyjnych współczynników emisji, wymienionych w rozdziale 8 niniejszego załącznika.

Biomasę uznaje się za substancję neutralną pod względem zawartości CO_2 , w związku z czym wobec biomasy stosuje się współczynnik emisji 0 [$t CO_2/TJ$ lub t lub m^3]. Przykładowy wykaz różnych rodzajów materiałów uznawanych za biomasę podany jest w rozdziale 9 niniejszego załącznika.

Niniejsze wytyczne nie podają referencyjnych współczynników emisji dla paliw zawierających odpady kopalne, w związku z czym konkretne współczynniki emisji wyprowadza się zgodnie z przepisami rozdziału 10 niniejszego załącznika.

W odniesieniu do paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel w postaci kopalnej jak i węgiel w postaci biomasy, stosuje się ważony współczynnik emisji, oparty na procentowej zawartości węgla kopalnego w łącznej zawartości węgla w paliwie. Obliczenie musi być odpowiednio przejrzyste i udokumentowane zgodnie z przepisami i procedurami podanymi w rozdziale 10 niniejszego załącznika.

Wszystkie właściwe informacje dotyczące stosowanych współczynników emisji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz oraz informacjami na temat materiałów wejściowych i produktów muszą być dokładnie zapisywane. Bardziej szczegółowe wymogi w tym zakresie podane są w wytycznych dotyczących konkretnych rodzajów działalności.

⁴ Opiera się on na stosunku mas atomowych węgla (12) i tlenu (16), wykorzystanym w zaktualizowanych wytycznych IPCC z roku 1996 dla krajowych wykazów emisji gazu cieplarnianego: podręcznik referencyjny, 1.13.

4.2.2.1.7. Współczynniki utleniania/konwersji

W sytuacji, jeżeli dany współczynnik emisji nie uwzględnia procentowej zawartości węgla, który nie uległ utlenieniu, stosuje się dodatkowy współczynnik utleniania/konwersji.

Dokładniejsze poziomy wymagają opracowania specjalnych współczynników dla konkretnych rodzajów działalności, dlatego w rozdziale 10 niniejszego załącznika podane zostały wytyczne dotyczące wyrowadzania takich współczynników.

W sytuacji, jeżeli w danej instalacji stosowane są różne paliwa lub materiały i oblicza się współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów działalności, operator może ustalić jeden zbiorczy współczynnik utleniania dla całej działalności i stosować go względem wszystkich paliw lub materiałów, albo przypisać niecałkowite utlenianie do jednego głównego strumienia paliwa lub materiału, a wobec innych stosować wartość równą 1.

Wszystkie odpowiednie informacje dotyczące współczynników utleniania/konwersji, włącznie ze źródłami informacji i wynikami analiz paliwa, materiału wejściowego i produktu należy dokładnie zapisywać.

4.2.2.2. Obliczanie emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂

Istnieje możliwość, że ogólne wytyczne dotyczące obliczania emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ zostaną opracowane na dalszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

4.2.3. Pomiary

4.2.3.1. Pomiary emisji CO₂

Jak podano w części 4.2.1., wielkość emisji gazu cieplarnianego można ustalać przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) z każdego źródła, stosując do tego celu znormalizowane lub przyjęte metody, pod warunkiem uzyskania przez operatora, przed rozpoczęciem danego okresu sprawozdawczego, zatwierdzenia ze strony właściwych władz, stwierdzającego, że użycie metody CEMS umożliwia osiągnięcie większej dokładności niż obliczanie wielkości emisji przy użyciu najdokładniejszych poziomów. Następnie wielkość emisji ustalona we wszystkich kolejnych okresach sprawozdawczości przy użyciu metody CEMS musi być potwierdzana przez dokonanie pomocniczych obliczeń wielkości emisji, przy czym przepisy dotyczące doboru poziomów dla tych obliczeń są takie same jak stosowane względem metody obliczeniowej, omówionej w części 4.2.2.1.4.

Procedury pomiaru stężenia CO₂ oraz masy lub objętości strumienia gazów wypuszczanych do atmosfery przez każdy komin są od początku, czyli od chwili, gdy stają się dostępne, objęte odpowiednimi normami CEN. Jeżeli odpowiednia norma CEN nie istnieje, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Przykłady odpowiednich norm ISO są następujące:

- ISO 10396:1993 „Emisje ze źródeł stacjonarnych - Próbkowanie dla celów automatycznego ustalania stężenia gazów”,
- ISO 10012:2003 „Systemy zarządzania pomiarami - Wymogi dotyczące procesów urządzeń pomiarowych”.

Po uruchomieniu system CEMS poddaje się okresowym kontrolom pod kątem jego funkcjonalności i prawidłowości działania. Kontrole systemu obejmują:

- czas reakcji,
- liniowość,
- interferencje,
- zero i zmiany rozpiętości,
- dokładność w porównaniu do metody referencyjnej.

Frakcję biomasy w zmierzonych emisjach CO₂ odejmuje się w oparciu o metodę obliczeniową i zgłasza jako pozycję dodatkową (zob. rozdział 12 niniejszego załącznika).

4.2.3.2. Pomiar emisji gazów innych niż CO₂

Ogólne wytyczne dotyczące pomiarów emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ można opracować na dalszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

4.3. Ocena niedokładności

Wyrażenie „dopuszczalne niedokładności” w niniejszych wytycznych oznacza osiągnięcie progu pewności odnośnie zmierzonych wartości wynoszącego 95%, np. przy opisie urządzeń pomiarowych dla celów systemu poziomów lub dokładności działania systemu ciągłych pomiarów.

4.3.1. Obliczenia

Operator musi mieć świadomość wpływu istniejących niedokładności na ogólną dokładność przedstawianych przez siebie danych na temat wielkości emisji.

W odniesieniu do metodologii opartej na obliczeniach właściwe władze dokonują zatwierdzenia kombinacji odpowiednich poziomów dla każdego źródła w ramach danej instalacji oraz zatwierdzenia wszystkich innych szczegółowych aspektów metodologii monitorowania wybranej dla danej instalacji i określonej w pozwoleniu na emisje z tej instalacji. Wydając takie zatwierdzenia, właściwe władze zarazem zatwierdzają

zakres niedokładności, jaki może występować w związku z prawidłowym stosowaniem zatwierdzonej metodologii monitorowania, a świadectwem takiego zatwierdzenia jest treść pozwolenia.

Operator podaje właściwym władzom zatwierdzoną kombinację poziomów dla każdego źródła w ramach instalacji w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji, oddzielnie dla każdego rodzaju działalności i dla odpowiednich strumieni paliwa lub materiału. Określenie kombinacji poziomów w sprawozdaniu na temat wielkości emisji uznawane jest z punktu widzenia wymogów dyrektywy za określenie niedokładności w zakresie sprawozdawczości. W związku z tym, jeżeli stosuje się metodę opartą na obliczeniach, nie stawia się dalszych wymogów przedstawiania dodatkowych sprawozdań na temat niedokładności.

Dopuszczalne niedokładności określone dla urządzeń pomiarowych w systemie poziomów obejmują określone niedokładności funkcjonowania urządzeń pomiarowych, niedokładności związane z kalibracją tych urządzeń oraz wszelkie dodatkowe niedokładności związane z tym, jak urządzenia pomiarowe są wykorzystywane w praktyce. Przedstawione wartości progowe w ramach systemu poziomów odnoszą się do niedokładności związanych z wartością za jeden okres sprawozdawczy.

Operator, za pośrednictwem procedur zapewniania jakości i kontroli jakości, panuje nad zakresem pozostałych niedokładności w danych o emisji, podawanych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji i redukuje takie niedokładności do minimum. W trakcie procedur weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia pracę operatora i minimalizowanie takich pozostałych niedokładności za pomocą procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

4.3.2. Pomiary

Zgodnie z postanowieniami rozdziału 4.2.1., operator może uzasadnić użycie metodologii opartej na pomiarach, jeżeli umożliwia ona uzyskanie w sposób wiarygodny większej dokładności niż porównywalna metodologia oparta na obliczeniach, wykorzystująca kombinację najwyższych poziomów. W celu przedstawienia takiego uzasadnienia właściwym władzom operator podaje ilościowe wyniki poszerzonej analizy niedokładności, uwzględniającej następujące źródła niedokładności:

Pomiary stężenia dla celów ciągłych pomiarów wielkości emisji:

- określone niedokładności urządzeń do prowadzenia ciągłego pomiaru,
- niedokładności związane z kalibracją urządzeń,
- dodatkowe niedokładności związane z praktycznym stosowaniem urządzeń monitorujących.

Przy pomiarach masy i objętości dla celów ustalenia wielkości strumienia gazów spalinyowych w ramach ciągłego monitorowania emisji i obliczeń potwierdzających:

- określone niedokładności urządzeń pomiarowych,
- niedokładności związane z kalibracją urządzeń,
- dodatkowe niedokładności związane z praktycznym stosowaniem urządzeń pomiarowych.

Przy ustalaniu wartości opałowej, współczynników emisji i utleniania lub danych na temat składu dla celów obliczeń potwierdzających:

- określone niedokładności wynikające ze stosowanej metody lub systemu obliczeń,
- dodatkowe niedokładności związane z praktycznym zastosowaniem metody obliczeń.

Na podstawie uzasadnienia przedstawionego przez operatora właściwe władze mogą zatwierdzić użycie przez niego systemu ciągłych pomiarów emisji dla niektórych źródeł w ramach instalacji, jak również zatwierdzić wszystkie inne szczegółowe aspekty metodologii monitorowania dla tych źródeł - takie, jakie zawarte są w pozwoleniu dla danej instalacji. W ten sposób właściwe władze zatwierdzają zakres niedokładności wynikających bezpośrednio z prawidłowego stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, a świadectwem takiego zatwierdzenia jest treść pozwolenia.

Operator podaje wielkość niedokładności otrzymaną w wyniku tej wstępnej, poszerzonej analizy niedokładności w swoim rocznym sprawozdaniu na temat wielkości emisji, przedstawianym właściwym władzom w odniesieniu do odpowiednich źródeł do momentu rozpatrzenia przez właściwe władze wyboru metodologii opartej na pomiarach, a nie na obliczeniach i zażądania przez nie ponownego przeliczenia wielkości niedokładności. Podanie wielkości niedokładności w sprawozdaniu na temat emisji uznawane jest z punktu widzenia wymogów dyrektywy za określenie niedokładności.

Operator, za pośrednictwem procedur zapewniania jakości i kontroli jakości, panuje nad zakresem pozostałych niedokładności w danych o emisji podawanych w swoim sprawozdaniu na temat wielkości emisji i redukuje takie niedokładności do minimum. W trakcie procedur weryfikacji weryfikator sprawdza prawidłowość stosowania zatwierdzonej metodologii monitorowania, ocenia pracę operatora i minimalizowanie takich pozostałych niedokładności za pomocą procedur zapewniania jakości i kontroli jakości.

4.3.3. Przykładowe wielkości niedokładności

Tabela 3 przedstawia orientacyjny przegląd typowych niedokładności w zakresie ustalania wielkości emisji CO₂ z instalacji o zróżnicowanych poziomach emisji. Informacje zawarte w tabeli winny być uwzględniane przez właściwe władze przy ocenianiu lub zatwierdzaniu metodologii monitorowania danej instalacji przy użyciu metod obliczeniowych lub przy użyciu systemów ciągłych pomiarów emisji.

TABELA 3

Tabela informacyjna przedstawiająca typowe łączne niedokładności związane z ustalaniem wielkości emisji CO₂ z danej instalacji lub z danego rodzaju działalności prowadzonej w instalacji dla poszczególnych strumieni paliwa lub materiału o różnej wielkości

Opis	Przykłady	E: emisja CO ₂ w tys. ton rocznie		
		E > 500	100 < E < 500	E < 100
Paliwa gazowe i płynne o stałej jakości	gaz ziemny	2,5	3,5	5
Paliwa płynne i paliwa gazowe o zmiennym składzie	olej gazowy; olej zasilający wielkie piece	3,5	5	10
Paliwa stałe o zmiennym składzie	węgiel	3	5	10
Paliwa stałe o wyjątkowo zmiennym składzie	odpady	5	10	12,5
Emisje z procesów przetwarzania surowców stałych	wapień, dolomit	5	7,5	10

5. SPRAWOZDAWCZOŚĆ

Załącznik IV do dyrektywy ustanawia wymogi dotyczące sprawozdawczości na temat instalacji. Format sprawozdań określony w rozdziale 11 niniejszego załącznika stosuje się jako podstawę do przedstawiania danych ilościowych. Sprawozdania podlegają weryfikacji zgodnie ze szczegółowymi wymogami ustalonymi przez Państwo Członkowskie zgodnie z postanowieniami załącznika V do dyrektywy. Operator przedstawia właściwym władzom zweryfikowane sprawozdanie dotyczące wielkości emisji w danym roku w terminie do dnia 31 marca roku następnego.

Sprawozdania na temat emisji są przechowywane przez właściwe władze i udostępniane przez te władze opinii publicznej zgodnie z przepisami określonymi w dyrektywie 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. o publicznym dostępie do informacji o stanie środowiska naturalnego, uchylającej dyrektywę Rady 90/313/EWG⁵. Odnośnie do stosowania wyjątku określonego w art. 4 ust. 2 lit. d) te same dyrektywy, operatorzy mogą wskazywać w przedstawianych przez siebie sprawozdaniach, które informacje winny ich zdaniem zostać objęte klauzulą poufności jako strategicznie ważne pod względem handlowym.

Operator zobowiązany jest zawrzeć w sprawozdaniu na temat instalacji następujące informacje:

1. dane identyfikujące instalację, określone w załączniku IV do dyrektywy oraz swój indywidualny numer pozwolenia;
2. w odniesieniu do wszystkich źródeł: łączne wielkości emisji, wybraną metodę (pomiar czy obliczenia), wybrane poziomy i (w stosownych wypadkach) metodę, dane dotyczące działalności⁶, współczynniki emisji⁷ oraz współczynniki utleniania/współczynniki konwersji⁸. W sytuacji, jeżeli stosuje się bilans masy, operatorzy uwzględniają w sprawozdaniach przepływ masy, zawartość węgla i energii dla każdego rodzaju paliwa oraz strumień materiałów wchodzących do i wychodzących z danej instalacji i ich zapasy;
3. okresowe lub stałe zmiany poziomów, przyczyny wprowadzenia tych zmian, początkowe daty, od których następują zmiany oraz początkowe i końcowe daty zmian okresowych;
4. wszelkie inne zmiany zachodzące w instalacji w okresie sprawozdawczym, które mogą być istotne dla sprawozdania na temat emisji.

Informacje, które należy podawać w ramach powyższych punktów 3 i 4 oraz informacje uzupełniające odnoszące się do punktu 2 nie nadają się do prezentacji w postaci tabelarycznej formatu sprawozdania, w związku z czym należy je włączać do rocznych sprawozdań na temat emisji w formie zwykłego tekstu.

Następujące pozycje, których nie uwzględnia się w kategoriach emisji, podaje się informacyjnie jako pozycje dodatkowe:

- ilości biomasy [TJ] spalanej lub zastosowanej w procesach [t lub m³],
- emisje CO₂ [t CO₂] z biomasy, jeżeli do ustalania wielkości emisji stosuje się metodę pomiarów,
- CO₂ wyprowadzone z instalacji [t CO₂] wraz z informacją, w jakiego rodzaju związkach CO₂ został z niej wyprowadzony.

Informacje na temat paliw i emisji będących efektem ich zastosowania przedstawia się przy użyciu standardowych kategorii paliw IPCC (zob. rozdział 8 niniejszego załącznika), opartych na definicjach Międzynarodowej Agencji Energii (<http://www.iea.org/stat/defs/defs.htm>). W sytuacji, jeżeli państwo członkowskie danego operatora opublikowało wykaz kategorii paliw zawierający definicje i współczynniki emisji zgodne ze swoim najnowszym spisem krajowym przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych, takie kategorie i współczynniki emisji można stosować, pod warunkiem uzyskania ich zatwierdzenia, w ramach odpowiedniej metodologii monitorowania.

Ponadto w sprawozdaniach podaje się także informacje na temat rodzajów odpadów i emisji wynikających z ich wykorzystania w charakterze paliw lub materiałów wejściowych. Rodzaje odpadów przedstawia się stosując klasyfikację „Europejskiego Wykazu Odpadów” (decyzja Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 r., zastępująca Decyzję 94/3/WE ustalającą wykaz odpadów zgodnie z postanowieniami art. 1 lit. a) dyrektywy Rady 75/442/EWG w sprawie odpadów oraz decyzji Rady 94/904/WE ustalającej usuwanie odpadów niebezpiecznych zgodnie z

⁵ Dz.U. nr L 41 z 14.02.2003, str. 26.

⁶ Dane dotyczące działalności w odniesieniu do działalności obejmującej procesy spalania przedstawia się w postaci energii (wartość opałowa netto) i masy. Paliwa lub surowce biomasowe należy również uwzględniać w danych dotyczących działalności.

⁷ Współczynniki emisji w zakresie działalności obejmującej procesy spalania podaje się w postaci emisji CO₂ na daną zawartość energii.

⁸ Współczynniki utleniania i współczynniki konwersji podaje się jako ułamki bezwymiarowe.

postanowieniami art. 1 ust. 4 dyrektywy Rady 91/689/EWG w sprawie odpadów niebezpiecznych⁹: (<http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm>). Do nazw odpowiednich typów odpadów wykorzystywanych w instalacji dodaje się właściwe sześciocyfrowe kody.

Dane o wielkości emisji pochodzących z różnych źródeł w ramach jednej instalacji, należących do tego samego rodzaju działalności, można przedstawiać w sposób zbiorczy dla całej tej działalności.

Dane o wielkości emisji przedstawia się w tonach CO₂ po zaokrągleniu do pełnej tony (na przykład 1 245 978 ton). Liczby obrazujące dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania lub współczynniki konwersji zaokrągla się tak, by zawierały tylko cyfry istotne zarówno dla obliczeń wielkości emisji i dla celów sprawozdawczych, np. w postaci liczb obejmujących łącznie tylko pięć cyfr (na przykład 1,2369) w odniesieniu do wartości wykazującej zakres niedokładności $\pm 0,01\%$.

W celu zapewnienia spójności danych przedstawianych zgodnie z wymogami dyrektywy z danymi przedstawianymi przez Państwa Członkowskie w myśl Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych (UNFCCC) oraz z innymi danymi podawanymi do europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER), każdy rodzaj działalności musi być opatrzony odpowiednią etykietą z użyciem kodów pochodzących z dwóch następujących systemów sprawozdawczych:

- 1) wspólny format sprawozdawczy dla krajowych systemów wykazów gazu cieplarnianego, zatwierdzony przez odpowiednie organy Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych (zob. rozdział 12.1 niniejszego załącznika);
- 2) kod IPPC z załącznika A3 europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER) (zob. rozdział 12.2 niniejszego załącznika).

6. PRZECHOWYWANIE INFORMACJI

Operator danej instalacji dokumentuje i archiwizuje dane z monitorowania dotyczące emisji gazów cieplarnianych uwzględnionych w odniesieniu do danego rodzaju działalności, ze wszystkich źródeł z tej instalacji, należących do rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy.

Udokumentowane i zarchiwizowane dane z monitorowania stanowią materiał wystarczający dla dokonywania weryfikacji rocznych sprawozdań na temat emisji z danej instalacji, przedstawianych przez operatora w myśl postanowień art. 14 ust. 3 do dyrektywy, zgodnie z kryteriami podanymi w załączniku V do dyrektywy.

Dane, które nie stanowią części rocznych sprawozdań na temat emisji, nie są objęte wymogiem przedstawiania ani publicznego udostępniania w żaden inny sposób.

W celu zapewnienia możliwości odtworzenia ustaleń na temat wielkości emisji przez weryfikatora lub inne strony trzecie, operator instalacji zobowiązany jest przechowywać dane przez okres co najmniej 10 lat od daty przedstawienia sprawozdania za każdy kolejny rok sprawozdawczy, zgodnie z postanowieniami art. 14 ust. 3 dyrektywy.

Dane te obejmują - w wypadku do metody obliczeniowej:

- wykaz wszystkich źródeł objętych monitorowaniem,
- dane dotyczące działalności, użyte w jakichkolwiek obliczeniach wielkości emisji gazu cieplarnianego z każdego źródła, z podziałem na kategorie gazu według typu procesu i paliwa,
- dokumenty uzasadniające wybór stosowanej metodologii monitorowania oraz dokumenty uzasadniające wprowadzenie okresowych lub stałych zmian w metodologii monitorowania i zmian poziomów, zatwierdzonych przez właściwe władze,
- dokumentację metodologii monitorowania i wyniki opracowania współczynników emisji i frakcji biomasy specjalnie dla konkretnego rodzaju działalności i dla poszczególnych paliw oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji, jak również odpowiednie dowody uzyskania zatwierdzenia od właściwych władz,
- dokumentację procedury gromadzenia danych dotyczących działalności dla danej instalacji i należących do niej źródeł,
- dane dotyczące działalności, współczynniki emisji i utleniania oraz współczynniki konwersji przedstawiane właściwym władzom dla celów krajowego planu przydziałów za lata poprzedzające okres objęty systemem handlu,
- dokumentację zakresu odpowiedzialności w związku z prowadzeniem monitorowania emisji,
- roczne sprawozdanie na temat wielkości emisji, oraz:
- wszelkie inne informacje, które uznaje się za wymagane dla celów weryfikacji rocznych sprawozdań na temat wielkości emisji.

Jeżeli operator stosuje metodę pomiarów, zobowiązany jest przechowywać ponadto następujące informacje dodatkowe:

- dokumentację uzasadniającą wybór pomiarów jako metodologii monitorowania,
- dane wykorzystywane w analizach niedokładności pomiarów emisji gazu cieplarnianego z podziałem na kategorie według typu procesu i paliwa, z każdego źródła,
- dokładny opis techniczny systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją uzyskania zatwierdzenia od właściwych władz,
- pierwotne i zbiorcze dane z systemu ciągłych pomiarów, włącznie z dokumentacją zmian wprowadzanych z biegiem czasu, księgę dokumentacji testów, awarii, kalibracji, serwisowania i konserwacji urządzeń,
- dokumentację wszelkich zmian wprowadzonych w systemie pomiarowym.

⁹ Dz.U. nr L 226 z 6.09.2000, str. 3. Ostatnio zmieniona przez Decyzję Rady 2001/573/WE (Dz.U. nr L 203 z 28.07.2001, str. 18).

7. ZAPEWNIENIE I KONTROLA JAKOŚCI

7.1. Wymogi ogólne

Operator zobowiązany jest opracować, udokumentować, wprowadzić i utrzymywać skuteczny system zarządzania danymi w zakresie monitorowania i sprawozdawczości na temat emisji gazów cieplarnianych zgodnie z niniejszymi wytycznymi. Operator wdraża taki system zarządzania danymi przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego, tak, aby wszystkie dane były odpowiednio zapisywane i kontrolowane, co stanowi etap przygotowawczy do weryfikacji. Informacje przechowywane w systemie zarządzania danymi obejmują informacje wymienione w rozdziale 6 niniejszego załącznika.

Wymagane procedury zapewnienia i kontroli jakości mogą być realizowane w ramach programu eko-zarządzania i audytu Unii Europejskiej (EMAS) lub innych systemów zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska, w tym zgodnie z normą ISO 14001:1996 („Systemy zarządzania w dziedzinie ochrony środowiska - Wykaz wraz ze wskazówkami dotyczącymi stosowania”).

Procedury zapewnienia i kontroli jakości obejmują procedury niezbędne do prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz kwestie stosowania tych procedur w instalacji. W ich skład wchodzi m.in. takie czynności, jak:

- identyfikacja źródeł gazów cieplarnianych objętych programem zgodnie z postanowieniami załącznika I do dyrektywy,
- kolejność działań i wzajemnych relacji między procesami monitorowania i sprawozdawczości,
- zakresy kompetencji i odpowiedzialności,
- stosowane metody obliczeniowej i pomiarowej,
- używane urządzenia pomiarowe (o ile są stosowane),
- sprawozdawczość i dokumentacja,
- wewnętrzne weryfikacje zarówno przedstawianych danych, jak i systemu jakości,
- działania zapobiegawcze i naprawcze.

W sytuacji, jeżeli operator decyduje się zlecić stronie trzeciej wykonanie jakiegokolwiek procesu mającego wpływ na procedury zapewnienia i kontroli jakości, zobowiązany jest on zapewnić odpowiednią kontrolę nad realizacją takiego procesu oraz jego przejrzystość. Odpowiednie środki w ramach kontroli i zapewnienia przejrzystości w kontekście takich procesów zleczanych stronom trzecim muszą zostać określone w procedurach zapewnienia i kontroli jakości.

7.2 Techniki i urządzenia pomiarowe

Operator zobowiązany jest zapewnić regularne wykonywanie takich czynności, jak kalibracja, regulacja i kontrola stosowanych urządzeń pomiarowych, w tym także przed ich uruchomieniem, oraz sprawdzenie ich pod kątem zgodności z normami pomiarowymi zawartymi w międzynarodowych normach pomiarowych. Ponadto, w sytuacji, jeżeli okazuje się, że urządzenia są niezgodne z obowiązującymi wymogami, operator ocenia i zapisuje ważność wyników poprzednich pomiarów. Jeżeli okazuje się, że urządzenia są niezgodne z wymogami, operator zobowiązany jest podjąć natychmiastowe działania naprawcze. Zapisy wyników kalibracji i jej potwierdzenia należy zachowywać.

Jeżeli operator stosuje system ciągłych pomiarów wielkości emisji, zobowiązany jest przestrzegać przepisów normy EN 14181 („Emisje ze źródeł stacjonarnych - zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych”) oraz normy EN ISO 14956:2002 („Czystość powietrza - Ocena przydatności procedury pomiarowej metodą zestawienia z dopuszczalnym zakresem niedokładności”), co dotyczy zarówno przyrządów, jak i samego operatora.

Alternatywną metodą jest zlecenie niezależnym i akredytowanym laboratorium wykonania pomiarów oraz oceny uzyskiwanych danych w zakresie monitorowania i sprawozdawczości. W takim wypadku dane laboratorium, które przeprowadza takie testy, musi być ponadto akredytowane w myśl normy EN ISO 17025:2000 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

7.3 Zarządzania danymi

Operator wykonuje procesy zapewnienia i kontroli jakości zarządzania danymi w zakresie swoich danych w celu zapobiegania powstawaniu braków, błędów i zafałszowań. Operator sam opracowuje takie procesy, dostosowując je do złożoności zestawu swoich danych. Operator dokumentuje procesy zapewnienia i kontroli jakości zarządzania danymi i udostępnia odnośne zapisy weryfikatorowi.

Działania w zakresie zapewnienia i kontroli jakości można realizować w sposób prosty i skuteczny na szczeblu operacyjnym dokonując porównań wartości ustalanych w ramach monitorowania przy użyciu metod wertykalnych i horyzontalnych.

Stosując metodę wertykalną porównuje się dane na temat emisji ustalone dla danej instalacji w różnych latach. O prawdopodobieństwie występowania błędów w zakresie monitorowania świadczy sytuacja, w której różnic między danymi z różnych lat nie da się wytłumaczyć wpływem następujących czynników:

- zmiany w skali działalności,
- zmiany w zakresie paliw lub materiałów wejściowych,
- zmiany w zakresie procesów emisji (np. poprawa efektywności energetycznej).

Stosując metodę horyzontalną porównuje się wartości z różnych systemów zbierania danych operacyjnych, włącznie z następującymi rodzajami porównań:

- porównanie danych na temat paliw lub materiałów wejściowych zużywanych w konkretnych źródłach z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat stanu zapasów,
- porównanie danych na temat łącznego zużycia paliw lub materiałów wejściowych z danymi na temat zakupu paliw i danymi na temat stanu zapasów,

- porównanie współczynników emisji obliczonych lub otrzymanych od dostawcy paliwa z referencyjnymi - krajowymi lub międzynarodowymi - współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównanie współczynników emisji opartych na analizie paliwa z referencyjnymi - krajowymi lub międzynarodowymi - współczynnikami emisji w zakresie porównywalnych paliw,
- porównanie wielkości emisji mierzonych i obliczanych.

7.4. Weryfikacja i waga zafalszowań

Operator przedstawia weryfikatorowi sprawozdanie na temat wielkości emisji, kopię posiadanego pozwolenia dla każdej instalacji plus wszelkie inne właściwe informacje. Weryfikator ocenia, czy metodologia monitorowania zastosowana przez operatora jest zgodna z metodologią monitorowania dla danej instalacji zatwierdzoną przez właściwe władze, z zasadami prowadzenia monitorowania i sprawozdawczości opisanymi w rozdziale 3 oraz z wytycznymi zawartymi w niniejszym załączniku i w załącznikach następujących. Na podstawie tej oceny weryfikator wnioskuje o tym, czy dane przedstawione w sprawozdaniu na temat emisji zawierają braki, błędy lub stwierdzenia fałszywe, mogące powodować poważne zafalszowania podanych informacji.

W ramach prowadzonego przez siebie procesu weryfikacji weryfikator w szczególności:

- zdobywa wiedzę o każdym rodzaju działalności wykonywanej w instalacji, o źródłach emisji należących do tej instalacji, o urządzeniach pomiarowych stosowanych do celów monitorowania lub pomiarów danych dotyczących działalności, o pochodzeniu i stosowaniu współczynników emisji oraz współczynników utleniania i współczynników konwersji oraz o środowisku, w jakim funkcjonuje dana instalacja.
- zdobywa wiedzę o stosowanym przez operatora systemie zarządzania danymi i o ogólnej organizacji w zakresie monitorowania i sprawozdawczości oraz otrzymuje, analizuje i kontroluje dane zawarte w systemie zarządzania danymi,
- ustala dopuszczalny poziom wagi zafalszowań w kontekście charakteru i złożoności rodzajów działalności i źródeł w danej instalacji,
- na podstawie swojej wiedzy fachowej i w oparciu o informacje dostarczone przez operatora analizuje stopień ryzyka wystąpienia sytuacji, że zawarte w danych niedokładności mogą prowadzić do poważnych zafalszowań w sprawozdaniu na temat emisji,
- sporządza plan weryfikacji dostosowany do wyników dokonanej analizy ryzyka oraz do zakresu i stopnia złożoności prowadzonej przez operatora działalności i źródeł emisji, oraz definiujący metody próbkowania, które zostaną wykorzystane w odniesieniu do instalacji operatora,
- realizuje plan weryfikacji gromadząc dane zgodnie ze zdefiniowaną metodą próbkowania oraz wszelkie inne stosowne świadectwa i dowody, na podstawie których sporządzi swoje ostateczne wnioski z weryfikacji,
- kontroluje, czy zastosowanie metodologii monitorowania podanej w pozwoleniu umożliwiło osiągnięcie szczebla dokładności zgodnego z określonymi poziomami,
- zwraca się do operatora o dostarczenie wszelkich brakujących danych lub o uzupełnienie brakujących części w ramach ścieżek audytu, wyjaśnia różnice w danych o emisji lub koryguje obliczenia, po czym sporządza ostateczne wnioski z weryfikacji.

Przez cały czas trwania procesu weryfikacji weryfikator ustala stwierdzenia fałszywe, oceniając, czy:

- procesy zapewnienia i kontroli jakości opisane w rozdziałach 7.1, 7.2 i 7.3 niniejszego załącznika zostały wdrożone,
- istnieją jasne i obiektywne dowody na poparcie ustaleń na temat fałszywych stwierdzeń uzyskane metodą gromadzenia danych.

Weryfikator ocenia wagę zarówno wszelkich pojedynczych fałszywych stwierdzeń, jak i zbiorczych, nie poprawionych zafalszowań, biorąc pod uwagę wszelkie braki, błędy lub fałszywe stwierdzenia mogące prowadzić do zafalszowań, na przykład system zarządzania danymi dający w efekcie wartości nieprzejrzyste, stronnicze lub niespójne. Poziom pewności powinien być współmierny z progiem dopuszczalnej wagi zafalszowań, ustalonej dla danej instalacji.

Na końcu procesu weryfikacji weryfikator wydaje osąd dotyczący tego, czy sprawozdanie na temat wielkości emisji zawiera jakiegokolwiek poważne zafalszowania. W sytuacji, jeżeli weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji przeznaczone do przedstawienia właściwym władzom nie zawiera żadnych poważnych zafalszowań, operator ma prawo dostarczyć je właściwym władzom zgodnie z postanowieniami art. 14 ust. 3 dyrektywy. Jeżeli natomiast weryfikator dochodzi do wniosku, że sprawozdanie na temat emisji przeznaczone do przedstawienia właściwym władzom zawiera poważne zafalszowania, sprawozdanie operatora nie przechodzi procesu weryfikacji z oceną pozytywną. Zgodnie z postanowieniami art. 15 dyrektywy Państwa Członkowskie zobowiązane są zapewnić, aby operator, którego sprawozdanie za dany rok nie przeszło procesu weryfikacji z oceną pozytywną do dnia 31 marca następnego roku, nie miał możliwości dalszego przekazywania przydziałów do czasu, gdy jego sprawozdanie otrzyma w procesie weryfikacji taką pozytywną ocenę. Państwa Członkowskie zobowiązane są ponadto do wprowadzenia odpowiednich kar finansowych mających zastosowanie w takich wypadkach, zgodnie z postanowieniami art. 16 dyrektywy.

Właściwe władze wykorzystują łączną liczbę wyrażającą wielkość emisji z danej instalacji, podaną w sprawozdaniu na temat emisji, które zostało zweryfikowane z oceną pozytywną, do sprawdzenia, czy operator oddał wystarczającą liczbę przydziałów przyznaných w odniesieniu do tej instalacji.

Państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, aby różnice zdań między operatorami, weryfikatorami i właściwymi władzami nie naruszały prawidłowego funkcjonowania sfery sprawozdawczości i rozstrzygane były zgodnie z postanowieniami dyrektywy, zapisami niniejszych wytycznych, szczegółowymi wymogami określonymi przez Państwa Członkowskie zgodnie z postanowieniami załącznika V do dyrektywy oraz z właściwymi procedurami krajowymi.

8. WSPÓŁCZYNNIKI EMISJI

Niniejszy rozdział zawiera referencyjne współczynniki emisji dla poziomu 1, pozwalające na korzystanie w zakresie spalania paliwa ze współczynników nie będących specjalnymi współczynnikami określonymi dla konkretnych rodzajów działalności. Jeżeli dane paliwo nie należy do żadnej z istniejących kategorii paliw, operator na podstawie własnego fachowego osądu przypisuje stosowane paliwo do odnośnej kategorii paliwa, co następnie podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

TABELA 4

Współczynniki emisji dla paliwa kopalnego - związane z wartością opałową netto (NCV), z wyłączeniem współczynników utleniania

Paliwo	współczynnik emisji CO ₂ (tCO ₂ /TJ)	źródło współczynnika emisji
A) Kopalne płynne		
Paliwa pierwotne		
Olej surowy	73,3	IPCC, 1996 ¹⁰
Olej emulsyjny - Orimulsion (ang.)	80,7	IPCC, 1996
Płynne na bazie gazu ziemnego	63,1	IPCC, 1996
Paliwa/produkty wtórne		
Benzyna	69,3	IPCC, 1996
Nafta ¹¹	71,9	IPCC, 1996
Olej łupkowy	77,4	Krajowa Informacja - Estonia, 2002
Gaz/olej napędowy	74,1	IPCC, 1996
Pozostałościowy olej napędowy	77,4	IPCC, 1996
Płynna ropa naftowa	63,1	IPCC, 1996
Etan	61,6	IPCC, 1996
Ciężka benzyna	73,3	IPCC, 1996
Bitum	80,7	IPCC, 1996
Smary	73,3	IPCC, 1996
Koks ponaftowy	100,8	IPCC, 1996
Materiały surowcowe dla rafinerii	73,3	IPCC, 1996
Inne oleje	73,3	IPCC, 1996
B) Kopalne stałe		
Paliwa pierwotne/wtórne		
Antracyt	98,3	IPCC, 1996
Węgiel koksujący	94,6	IPCC, 1996
Inne rodzaje węgla kamiennego	94,6	IPCC, 1996
Węgiel podbitumiczny	96,1	IPCC, 1996
Węgiel brunatny	101,2	IPCC, 1996
Łupek naftowy	106,7	IPCC, 1996
Torf	106,0	IPCC, 1996
Paliwa wtórne		
BKB i paliwo brykietowane	94,6	IPCC, 1996
Koks do pieców koksowniczych/koks gazowniczy	108,2	IPCC, 1996
C) Kopalne gazowe		
Tlenek węgla	155,2	Na podstawie NCV = 10,12 TJ/t ¹²
Gaz ziemny (suchy)	56,1	IPCC, 1996
Metan	54,9	Na podstawie NCV = 50,01 TJ/t ¹³
Wodór	0	Substancja bez zawartości węgla

9. WYKAZ RODZAJÓW BIOMASY NEUTRALNEJ POD WZGLĘDEM CO₂

¹⁰ Zaktualizowane wytyczne IPCC z roku 1996 dla krajowych wykazów emisji gazów cieplarnianych: podręcznik referencyjny, 1.13.

¹¹ Nafta z wyjątkiem paliw do silników odrzutowych.

¹² J.Falbe, M.Regitz, Römp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

¹³ J.Falbe, M.Regitz, Römp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

Poniższy przykładowy, ale nie wyczerpujący wykaz zawiera pewną liczbę materiałów, które z punktu widzenia niniejszych wytycznych uznaje się za biomasę i które należy uwzględniać ze współczynnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO₂/TJ lub t lub m³]. Frakcji torfowych i kopalnych wymienionych poniżej materiałów nie uznaje się za biomasę.

1. Rośliny i części roślin, między innymi:

- słoma,
- siano i trawa,
- liście, drewno, korzenie, pnie, kora,
- plody rolne, np. kukurydza i pszenżyto.

2. Odpady, produkty i produkty uboczne biomasy, między innymi:

- odpady przemysłowe drewna (odpady z obróbki i przetwórstwa drewna oraz drewno odpadowe z działalności w przemyśle wykorzystującym drewno jako surowiec),
- drewno zużyte (zużyte produkty z drewna i materiały z drewna) oraz produkty i produkty uboczne z działalności w branży przetwórstwa drewna,
- odpady na bazie drewna z przemysłu celulozowego i papierniczego, np. ług posiarzynowy,
- odpady z leśnictwa,
- mączka, tłuszcze, oleje i łój - zwierzęce, rybne i spożywcze,
- osady pierwotne z produkcji żywności i napojów,
- nawóz zwierzęcy,
- pozostałości roślin uprawnych,
- szlam kanalizacyjny,
- biogaz wytwarzany podczas trawienia, fermentacji lub gazyfikacji biomasy,
- szlam portowy i inne szlamy i osady wodne,
- gaz ulatniający się ze składowisk odpadów.

3. Frakcje biomasy lub materiały mieszane, między innymi:

- frakcja biomasy z obiektów/materiałów zbieranych z powierzchni zbiorników wodnych,
- frakcja biomasy z osadów mieszanych z produkcji żywności i napojów,
- frakcja biomasy z odpadów włókienniczych,
- frakcja biomasy z papieru, tektury i tektury wielowarstwowej,
- frakcja biomasy z odpadów komunalnych i przemysłowych,
- frakcja biomasy z przetworzonych odpadów komunalnych i przemysłowych,

4. Paliwa, których składniki i produkty pośrednie zostały wyprodukowane z biomasy, między innymi:

- bioetanol,
- biodiesel,
- bioetanol eteryfikowany,
- biometanol,
- bioeter dimetylowy,
- bio-olej (paliwo uzyskiwane z rozkładu termicznego oleju) i biogaz.

10. USTALANIE DANYCH I WSPÓŁCZYNNIKÓW DLA KONKRETNÝCH RODZAJÓW DZIAŁALNOŚCI

10.1 Ustalanie wartości opalowej netto i współczynników emisji dla paliw

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnych współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych typów paliwa uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa i do ustalania jego wartości opalowej netto, zawartości węgla i współczynnika emisji opierają się na odpowiednich normach CEN (takich, jak normy dotyczące częstotliwości próbkowania, procedur próbkowania, ustalania wartości opalowej brutto i netto oraz zawartości węgla dla różnych rodzajów paliwa), gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Przykłady odnośnych norm CEN są następujące:

- EN ISO 4259:1996 „Produkty z ropy naftowej - Ustalanie i stosowanie danych dotyczących dokładności w odniesieniu do metod testowania”.

Przykłady odnośnych norm ISO są następujące:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 Węgiel kamienny i koks - Próbkowanie mechaniczne,
- ISO 5069-1,2:1983: Węgiel brunatny i lignity; Zasady próbkowania,

- ISO 625:1996 Paliwa stałe mineralne - Ustalanie zawartości węgla i wodoru - metoda Liebiga,
- ISO 925:1997 Paliwa stałe mineralne - Ustalanie zawartości węgla węglanowego - metoda grawimetryczna,
- ISO 9300-1990: Pomiar przepływu gazu za pomocą przepływu krytycznego w zwężkach Venturiego,
- ISO 9951-1993/94: Pomiar przepływu gazu w obwodach zamkniętych - mierniki turbinowe.

Uzupełniające normy krajowe do charakteryzowania paliw są następujące:

- DIN 51900-1:2000 „Testowanie paliw stałych i płynnych - Ustalanie wartości opalowej brutto przy użyciu bomby kalorymetrycznej i obliczanie wartości opalowej netto - Część 1: Zasady, urządzenia, metody”,
- DIN 51857:1997 „Paliwa gazowe i inne gazy - Obliczanie wartości opalowej, gęstości, gęstości względnej i indeksu Wobbe'a gazów czystych i mieszanin gazów”,
- DIN 51612:1980 „Testowanie upłynionego gazu ziemnego; obliczanie wartości opalowej netto,
- DIN 51731:2001 „Testowanie paliw stałych - Ustalanie zawartości węgla i wodoru” (stosowana również do paliw płynnych).

Laboratorium wykorzystywane do ustalania współczynnika emisji, zawartości węgla i obliczania wartości opalowej netto musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Należy zauważyć, że w celu osiągnięcia odpowiedniej dokładności współczynnika emisji dla konkretnego rodzaju działalności (poza dokładnością procedury analitycznej stosowanej do ustalania zawartości węgla i wartości opalowej netto) decydujące znaczenie mają częstotliwość próbkowania, procedura próbkowania i przygotowanie próbkowania. Czynniki te są w znacznym stopniu uzależnione od stanu i stopnia jednorodności danego paliwa/materiału. Wymagana liczba próbek musi być większa w wypadku materiałów bardzo niejednorodnych, takich, jak stałe odpady komunalne, a znacznie mniejsza w wypadku większości paliw gazowych płynnych i gazowych dostępnych w handlu.

Czynności ustalania zawartości węgla, wartości opalowej netto i współczynników emisji dla partii paliwa opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że uzyskane dane o zawartości węgla, wartościach opalowych i współczynnikach emisji są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

Odpowiedni współczynnik emisji stosuje się wyłącznie względem tej partii paliwa, dla której ma być reprezentatywny.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w odpowiednim laboratorium do ustalania współczynnika emisji oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

10.2 Ustalanie współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnego współczynnika utleniania dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla konkretnych typów paliwa i instalacji uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do ustalania reprezentatywnego, właściwego dla konkretnego rodzaju działalności, współczynnika utleniania (np. przez zawartość węgla w sadzy, popiołach i wyciekach oraz w innych odpadach lub produktach ubocznych) opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Laboratorium wykorzystywane do ustalania współczynnika utleniania lub danych, na których współczynnik ten się opiera, musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Czynności ustalania współczynników utleniania dla konkretnych rodzajów działalności z partii materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalone współczynniki utleniania są reprezentatywne i wolne od stronniczości.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w odpowiednim laboratorium do ustalania współczynników utleniania oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

10.3 Ustalanie współczynników emisji pochodzących z procesów technologicznych i danych na temat składu

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania specjalnego współczynnika emisji dla konkretnych rodzajów działalności wraz z procedurą próbkowania dla poszczególnych materiałów uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania i ustalania składu odpowiednich materiałów lub współczynnika emisji z procesu opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży.

Laboratorium wykorzystywane do ustalania składu lub współczynnika emisji musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymogi w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Czynności ustalania współczynników emisji z procesu i danych na temat składu dla poszczególnych partii materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalony współczynnik emisji z procesu jest reprezentatywny i wolny od stronniczości.

Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie względem tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.

Pełną dokumentację procedur stosowanych przez odnośną organizację do ustalania współczynników emisji lub danych na temat składu oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

10.4 Ustalanie frakcji biomasy

Wyrażenie „frakcja biomasy” w znaczeniu użytym w niniejszych wytycznych odnosi się do procentowej zawartości węgla w spalanej biomasie zgodnie z definicją biomasy (zob. rozdziały 2 i 9 niniejszego załącznika) w łącznej masie węgla w mieszaninie paliwowej.

Szczegółowe procedury dotyczące ustalania frakcji biomasy w konkretnym typie paliwa wraz z procedurą próbkowania uzgadnia się z właściwymi władzami przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu, w którym mają one być stosowane.

Procedury stosowane do próbkowania paliwa oraz do ustalania frakcji biomasy opierają się na odpowiednich normach CEN, gdy tylko normy takie stają się dostępne. W sytuacji, jeżeli odpowiednie normy CEN nie są dostępne, stosuje się normy ISO lub normy krajowe. W sytuacji, jeżeli nie istnieje żadna odpowiednia norma, dane procedury stosować można, o ile jest to możliwe, zgodnie z projektami norm lub wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży¹⁴.

Metody stosowane do ustalania frakcji biomasy w paliwie mogą być bardzo zróżnicowane, od ręcznego sortowania składników materiałów mieszanych po różne metody ustalania wartości ogrzewczych mieszaniny dwuskładnikowej i jej dwóch składników czystych, po analizę izotopową węgla-14, w zależności od konkretnego charakteru odnośnej mieszaniny paliwowej.

Laboratorium wykorzystywane do ustalania frakcji biomasy musi być akredytowane zgodnie z normą EN ISO 17025 („Ogólne wymagania w zakresie kompetencji laboratoriów testujących i kalibrujących”).

Czynności ustalania frakcji biomasy w partiach materiału opierają się na ogólnie przyjętej praktyce próbkowania reprezentatywnego. Operator przedstawia dowody na to, że ustalony współczynnik emisji z procesu jest reprezentatywny i wolny od stronniczości.

Odpowiednią wartość stosuje się wyłącznie względem tej partii materiału, dla której ma być reprezentatywna.

Pełną dokumentację procedur stosowanych w odnośnym laboratorium do ustalania frakcji biomasy oraz pełen zestaw danych należy przechowywać i udostępniać weryfikatorowi sprawozdań na temat wielkości emisji.

W sytuacji, jeżeli ustalenie frakcji biomasy w mieszaninie paliwowej jest technicznie niewykonalne lub wiązałoby się z ponoszeniem nieracjonalnie wysokich kosztów, operator albo przyjmuje udział biomasy wynoszący 0% (to znaczy uznaje, że cały węgiel zawarty w danym typie paliwa jest pochodzenia kopalnego), albo proponuje metodę szacowania, która podlega zatwierdzeniu przez właściwe władze.

11. FORMAT SPRAWOZDAWCZOŚCI

Jako podstawę dla sprawozdawczości stosuje się następujące tabele, które można adaptować stosownie do liczby rodzajów działalności oraz typów instalacji, paliw i procesów objętych monitorowaniem:

11.1 Identyfikacja instalacji

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
1. Nazwa spółki macierzystej	
2. Nazwa spółki zależnej	
3. Operator instalacji	
4. Instalacja	
4.1. Nazwa	
4.2. Numer pozwolenia ¹⁵	
4.3. Sprawozdawczość w ramach EPER - czy wymagana?	Tak/Nie
4.4. Numer identyfikacyjny EPER ¹⁶	
4.5. Adres/miasto, w którym znajduje się instalacja	
4.6. Kod pocztowy/kraj	
4.7. Współrzędne geograficzne położenia instalacji	
5. Osoba kontaktowa:	
5.1. Imię i nazwisko	
5.2. Adres/miasto/kod pocztowy/kraj	
5.3. Numer telefonu	
5.4. Numer faksu	
5.5. E-mail	

¹⁴ Przykładem jest holenderska norma BRL-K 10016 („Udział biomasy w paliwach wtórnych”) opracowana przez KIWA.

¹⁵ Numer pozwolenia nadają właściwe władze w procesie wydawania pozwolenia.

¹⁶ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli dana instalacja podlega obowiązkowi sprawozdawczości w ramach EPER, a pozwolenie dla tej instalacji przewiduje prowadzenie nie więcej niż jednego rodzaju działalności objętej EPER. Podanie tej informacji nie jest obowiązkowe; stosuje się ją wyłącznie dla celów uzupełniających identyfikację jako dodatek do podanej nazwy i adresu.

Identyfikacja instalacji	Odpowiedź
6. Rok sprawozdawczy	
7. Rodzaje prowadzonych działalności objętych załącznikiem I ¹⁷	
Działalność 1	
Działalność 2	
Działalność N	

11.2 Ogólny przegląd działalności prowadzonej w danej instalacji i emisji z tej instalacji

Emisje z rodzajów działalności objętej załącznikiem I						
Kategorie	Kategoria IPCC CRF ¹⁸	Kod IPCC kategorii EPER	Używana metoda: obliczenia/pomiary	Niedokładności (przy metodzie pomiarów) ¹⁹	Zmiana poziomów tak/nie	Emisje t/CO ₂
Rodzaje działalności						
Działalność 1						
Działalność 2						
Działalność N						
Suma						

Pozycje dodatkowe -informacyjne	Przeniesiony CO ₂		Biomasa użyta do spalania	Biomasa użyta w procesie	Emisje z biomasy
	Przeniesiona ilość	Przeniesiony materiał			
Jednostka	[tCO ₂]		[TJ]	[t lub m ³]	[tCO ₂] ²⁰
Działalność 1					
Działalność 2					
Działalność N					

11.3 Emisje ze spalania (Obliczenia)

Działalność N				
Typ działalności objętej załącznikiem I:				
Opis działalności				
Paliwa kopalne				
Paliwo 1				
Paliwo kopalne				
Rodzaj paliwa:				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Paliwo N				

¹⁷ Np. „Rafinerie oleju mineralnego”.

¹⁸ Np. „1. Procesy przemysłowe, A. Produkty mineralne, 1. Produkcja wapna”.

¹⁹ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli wielkość emisji ustalana jest metodą pomiarów.

²⁰ Wypełnia się tylko w wypadku, jeżeli wielkość emisji ustalana jest metodą pomiarów.

Paliwo kopalne				
Rodzaj paliwa				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Biomasa i paliwa mieszane				
Paliwo M				
Biomasa/paliwa mieszane				
Rodzaj paliwa:				
Frakcja biomasy (0-100% zawartości węgla):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
		TJ		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /TJ		
	Współczynnik utleniania	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Działalność ogółem				
Emisje ogółem (tCO₂)²¹				
Wykorzystana biomasa ogółem (TJ)²²				

11.4 Emisje pochodzące z procesów technologicznych (Obliczenia)

Działalność N				
Typ działalności objętej załącznikiem I:				
Opis działalności:				
Procesy, w których wykorzystuje się wyłącznie materiały wejściowe kopalne				
Proces 1				
Typ procesu:				
Opis danych dotyczące działalności:				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Proces N				
Typ procesu:				
Opis danych dotyczące działalności:				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy

²¹ Równe sumie emisji z paliw kopalnych i frakcji kopalnej w paliwach mieszanych.

²² Równe zawartości energii w czystej biomase i frakcji biomasy w paliwach mieszanych.

	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Procesy, w których wykorzystuje się biomasę/mieszane materiały wejściowe				
Proces M				
Opis procesu:				
Opis materiału wejściowego:				
Frakcja biomasy (procentowa zawartość węgla):				
Zastosowana metoda obliczeń (tylko w wypadku, jeżeli jest określona w wytycznych):				
		Jednostka	Dane	Stosowane poziomy
	Dane dotyczące działalności	t lub m ³		
	Współczynnik emisji	tCO ₂ /t lub tCO ₂ /m ³		
	Współczynnik konwersji	%		
	Emisje ogółem	tCO ₂		
Działalność ogółem:				
Emisje ogółem:	(tCO₂)			
Wykorzystana biomasa ogółem	(t lub m³)			

12. KATEGORIE SPRAWOZDAWCZOŚCI

Dane na temat wielkości emisji przedstawia się zgodnie z kategoriami formatu sprawozdawczości IPCC oraz kodyfikacją IPCC zawartą w załączniku A3 do Decyzji EPER (zob. rozdział 12.2 niniejszego załącznika). Poszczególne kategorie obu tych formatów sprawozdawczości podane są poniżej. W sytuacji, jeżeli dany rodzaj działalności można sklasyfikować w dwóch lub więcej kategoriach, wybrana klasyfikacja powinna odzwierciedlać podstawowy cel działalności.

12.1. Format sprawozdawczości zgodny z IPCC

Poniższa tabela stanowi wyciąg z wspólnego formatu sprawozdawczości (CRF) należącego do wytycznych UNFCCC (Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych) dotyczących wykazów rocznych²³. Według CRF emisje klasyfikuje się w siedmiu następujących głównych kategoriach:

- energia,
- procesy przemysłowe,
- użycie rozpuszczalników i innych produktów,
- rolnictwo,
- zmiany w dziedzinie wykorzystania gruntów i leśnictwo,
- odpady,
- inne.

W poniższej tabeli podane są kategorie 1, 2 i 6 wraz z odpowiednimi podkategoriami:

1. Sprawozdania z sektora energetyki
A. Działalność obejmująca spalanie paliwa (metoda sektorowa)
1. Przemysł energetyczny
a. Produkcja energii elektrycznej i ciepłej dla odbiorców publicznych
b. Rafinowanie ropy naftowej
c. Produkcja paliw stałych i inne branże przemysłu energetycznego
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo
a. Żelazo i stal

²³ UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

b. Metale nieżelazne
c. Chemikalia
d. Celuloza, papier i druk
e. Przetwórstwo spożywcze, napoje i tytoń
f. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
4. Inne sektory
a. Handlowy/instytucjonalny
b. Mieszkaniowy
c. Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo
5. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
a. Stacjonarne
b. Ruchome
B. Emisje uchodzące z paliw
1. Paliwa stałe
a. Górnictwo węgla
b. Przekształcanie paliw stałych
c. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
2. Ropa naftowa i gaz ziemny
a. Ropa naftowa
b. Gaz ziemny
c. Odpowietrzanie i spalanie gazów na wylotach kominów
Odpowietrzanie
Spalanie gazów na wylotach kominów
d. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
2. Sprawozdania z procesów przemysłowych
A. Produkty mineralne
1. Produkcja cementu
2. Produkcja wapna
3. Wykorzystanie wapienia i dolomitu
4. Produkcja i wykorzystanie sody amoniakalnej
5. Bitumiczne pokrycia dachowe
6. Układanie asfaltowych nawierzchni drogowych
7. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
B. Przemysł chemiczny
1. Produkcja amoniaku
2. Produkcja kwasu azotowego
3. Produkcja kwasu adypinowego
4. Produkcja karbidu
5. Inne (<i>proszę wyszczególnić</i>)
C. Produkcja metali
1. Produkcja żelaza i stali
2. Produkcja stopów żelaza

3. Produkcja aluminium
4. SF ₆ wykorzystywany w odlewniach aluminium i magnezu
5. Inne (proszę wyszczególnić)
Dodatkowe pozycje informacyjne
Emisje CO ₂ z biomasy

12.2 Kodyfikacja kategorii źródłowych IPPC według Decyzji EPER

Poniższa tabela stanowi wyciąg z załącznika A3 do Decyzji Komisji 2000/479/WE z dnia 17 lipca 2000 r. w sprawie wdrażania europejskiego rejestru emisji powodujących zanieczyszczenie środowiska (EPER), zgodnie z postanowieniami art. 15 dyrektywy Rady 96/61/WE dotyczącej zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli²⁴.

Wyciąg z załącznika A3 do Decyzji EPER

1.	Przemysł energetyczny
1.1.	Instalacje, w których odbywają się procesy spalania o wydajności > 50 MW
1.2.	Rafinerie olejów mineralnych i gazu
1.3.	Piece koksownicze
1.4.	Zakłady gazyfikacji i upłynniania węgla
2.	Produkcja i przetwórstwo metali
2.1/2.2/2.3/2.4/2.5/2.6.	Przemysł metalowy i instalacje do prażenia i spiekania rud metali; Instalacje do produkcji metali żelaznych i nieżelaznych
3.	Przemysł mineralny
3.1/3.3/3.4/3.5.	Instalacje do produkcji klinkieru cementowego (o wydajności > 500 t dziennie), wapna (> 50 t dziennie), szkła (> 20 t dziennie), substancji mineralnych (> 20 t dziennie) i produktów ceramicznych (> 75 t dziennie)
3.2	Instalacje do produkcji azbestu lub produktów na bazie azbestu
4.	Przemysł chemiczny i instalacje chemiczne do produkcji:
4.1.	Podstawowych organicznych substancji chemicznych
4.2/4.3.	Podstawowych nieorganicznych substancji chemicznych lub nawozów
4.4/4.6.	Biocydów i materiałów wybuchowych
4.5.	Produktów farmaceutycznych
5.	Gospodarka odpadami
5.1/5.2.	Instalacje do utylizacji lub odzyskiwania odpadów niebezpiecznych (o wydajności > 10 t dziennie) lub odpadów komunalnych (> 3 t na godzinę)
5.3/5.4.	Instalacje do utylizacji odpadów nie zaliczanych do niebezpiecznych (o wydajności > 50 t dziennie) lub usuwanych na wysypiska (> 10 t dziennie)
6.	Inne rodzaje działalności objęte postanowieniami załącznika I
6.1.	Zakłady przemysłowe produkcji celulozy z drewna lub innych materiałów włóknistych i papieru lub tektury (o wydajności > 20 t dziennie)
6.2.	Zakłady wstępnej obróbki włókien lub tkanin (o wydajności > 10 t dziennie)
6.3.	Zakłady farbowania skór i skór surowych (o wydajności > 12 t dziennie)
6.4.	Rzeźnie (o wydajności > 50 t dziennie), mleczarnie (> 200 t dziennie), zakłady produkcji innych surowców pochodzenia zwierzęcego (> 75 t dziennie) lub roślinnego (> 300 t dziennie)
6.5.	Instalacje utylizacji lub recyklingu zwłok zwierzęcych i odpadów pochodzenia zwierzęcego
6.6.	Instalacje uboju i przetwórstwa drobiu (o wydajności > 40 000 szt), świń (> 2000) lub macior (> 750)
6.7.	Instalacje do obróbki powierzchniowej stosujące rozpuszczalniki organiczne lub produkty zawierające takie rozpuszczalniki (o wydajności > 200 t rocznie)
6.8.	Instalacje do produkcji węgla lub grafitu

²⁴ Dz.U. nr L 192 z 28.07.2000, str. 36.

ZAŁĄCZNIK II

Wytyczne dotyczące emisji z procesów spalania w ramach rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Zawarte w niniejszym załączniku wytyczne, opracowane specjalnie dla konkretnych rodzajów działalności, służą do wykorzystania w celach prowadzenia monitorowania emisji gazów cieplarnianych z instalacji prowadzących procesy spalania o ilości mierzonego ciepła doprowadzanego przekraczających 20 MW (z wyjątkiem instalacji do utylizacji odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych) wymienionych w załączniku I do dyrektywy oraz w celach prowadzenia monitorowania emisji powstających z innych rodzajów działalności wymienionych w załączniku I do dyrektywy, o ile jest o nich mowa w załącznikach od III do XI niniejszych wytycznych.

Monitorowanie emisji gazów cieplarnianych z procesów spalania obejmuje emisje powstające w wyniku spalania wszystkich paliw w instalacjach, a także emisje z procesów przemywania (*scrubbing*) mających na celu np. usuwanie SO₂. Emisje z silników tłokowych wykorzystywanych do celów transportu nie podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości. Wszystkie emisje gazów cieplarnianych powstające w wyniku spalania paliw w danej instalacji przypisuje się do tejże instalacji, bez względu na kwestię eksportu energii cieplnej lub elektrycznej z tej do innych instalacji. Emisji związanych z produkcją energii cieplnej lub elektrycznej importowanej z innych instalacji nie przypisuje się do instalacji importującej.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Do źródeł emisji CO₂ z instalacji prowadzących procesy spalania i z samych procesów spalania należą:

- kotły grzewcze
- palniki
- turbiny
- piece grzewcze
- paleniska
- piece do spielania
- piece do suszenia
- piece (*ovens*)
- suszarki
- silniki
- gazy spalane na wylotach kominów
- płuczki do przemywania gazów (emisje pochodzące z procesów technologicznych)
- wszelkie inne urządzenia lub maszyny wykorzystujące paliwo, z wyjątkiem urządzeń lub maszyn zasilanych silnikami spalinowymi, wykorzystywanych do celów transportowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje z procesów spalania

2.1.1.1. Ogólne rodzaje działalności, w których wykorzystuje się procesy spalania

Wielkość emisji CO₂, których źródłem są procesy spalania, oblicza się przez pomnożenie zawartości energetycznej każdego rodzaju wykorzystanego paliwa przez współczynnik emisji i przez współczynnik utleniania. W odniesieniu do każdego rodzaju paliwa i dla każdego rodzaju działalności dokonuje się następującego obliczenia:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik utleniania}$$

gdzie:

a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności wyraża się jako zawartość energii netto w paliwie zużyтым (TJ) w okresie sprawozdawczym. Zawartość energii w zużywanym paliwie oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$\text{Zawartość energii w zużywanym paliwie [TJ]} = \text{zużyte paliwo [t lub m}^3\text{]} * \text{wartość opałowa paliwa [TJ/t lub TJ/m}^3\text{]}^{25}$$

gdzie:

(a1) Zużyte paliwo

Poziom 1

Zużycie paliwa mierzy się bez pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 7,5\%$.

²⁵ W sytuacji, jeżeli stosuje się jednostki objętościowe, operator powinien wziąć pod uwagę możliwość zastosowania ewentualnych przeliczeń, które mogą być konieczne dla uwzględnienia różnic ciśnienia i temperatury, w jakich działa urządzenie pomiarowe oraz właściwych dla standardowych warunków, dla których określono wartość opałową netto dla odpowiednich typów paliw.

Poziom 2a

Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 5,0\%$.

Poziom 2b

Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 4,5\%$. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:

$$\text{Paliwo C} = \text{Paliwo P} + (\text{Paliwo S} - \text{Paliwo E}) - \text{Paliwo O}$$

gdzie:

- Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

Poziom 3a

Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 3b

Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 2,0\%$. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:

$$\text{Paliwo C} = \text{Paliwo P} + (\text{Paliwo S} - \text{Paliwo E}) - \text{Paliwo O}$$

gdzie:

- Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

Poziom 4a

Zużycie paliwa mierzy się bez uwzględniania pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, stosując urządzenia pomiarowe, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 1,5\%$.

Poziom 4b

Pomiar z użyciem urządzeń pomiarowych dotyczy paliwa zakupionego, w wyniku czego maksymalna dopuszczalna niedokładność dla procesu pomiarowego wynosi mniej niż $\pm 1,0\%$. Zużycie paliwa oblicza się przy użyciu metody bilansu masy, która opiera się na różnicy między ilością paliwa zakupionego, a ilością paliwa pozostającą w zapasach w przyjętych odstępach czasu. W tym celu stosuje się następujący wzór:

$$\text{Paliwo C} = \text{Paliwo P} + (\text{Paliwo S} - \text{Paliwo E}) - \text{Paliwo O}$$

gdzie:

- Paliwo C = Paliwo spalone w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo P = Paliwo zakupione w danym okresie sprawozdawczym
- Paliwo S = Zapas paliwa na początku danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo E = Zapas paliwa na końcu danego okresu sprawozdawczego
- Paliwo O = Paliwo zużyte do innych celów (transport lub odsprzedaż)

Należy zauważyć, że dopuszczalne progi niedokładności procesu pomiarowego są różne w zależności od typu stosowanego paliwa. Paliwa gazowe i płynne z reguły mierzy się dokładniej niż paliwa stałe. Niemniej, w każdej z omówionych klas występują liczne wyjątki (zależą one od typu i cech paliwa, od metod dostawy (transportem wodnym, kolejowym, drogowym, taśmociągami, rurociągami) oraz od cech i okoliczności właściwych dla danej instalacji), co wyklucza możliwość prostego przypisywania poszczególnych typów do poszczególnych poziomów.

(a2) Wartość opałowa netto

Poziom 1

Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, podane w Aneksie 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto przyjęte w poszczególnych krajach na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych” (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Poziom 2

Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie Państwo Członkowskie w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych.

Poziom 3

Pomiaru wartości opalowej netto, reprezentatywnej dla każdej partii paliwa w instalacji, dokonuje operator, współpracujące z nim laboratorium lub dostawca paliwa. Pomiar prowadzi się zgodnie z wytycznymi rozdziału 10 załącznika I.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Stosuje się współczynniki referencyjne dla każdego typu paliwa podane w części 8 załącznika I.

Poziom 2a

Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opalowe netto właściwe dla danego kraju, zgłoszone przez odpowiednie Państwo Członkowskie w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych.

Poziom 2b

Operator wyprowadza współczynniki emisji dla każdej partii paliwa na podstawie jednego z następujących ustalonych przybliżeń:

1. pomiar gęstości konkretnych olejów lub gazów wspólnych np. dla danej rafinerii lub dla branży produkcji stali, oraz
2. wartość opalowa netto dla poszczególnych rodzajów węgla,

w połączeniu z korelacją empiryczną, ustaloną przez zewnętrzne laboratorium zgodnie z wytycznymi rozdziału 10 załącznika I. Operator zobowiązany jest upewnić się, że otrzymana korelacja spełnia wymogi prawidłowych praktyk technicznych i że stosowana jest wyłącznie względem wartości przybliżonych, przynależących do tego zakresu, dla którego zostały ustalone.

Poziom 3

Pomiaru współczynników emisji dla konkretnych rodzajów działalności, reprezentatywnych dla odpowiednich partii paliwa, dokonuje operator, zewnętrzne laboratorium lub dostawca paliwa, zgodnie z wytycznymi rozdziału 10 załącznika I.

c) Współczynnik utleniania

Poziom 1

Dla wszystkich paliw stałych przyjmuje się referencyjny współczynnik utleniania/wartość utleniania wynoszący 0,99 (co odpowiada zamianie węgla w CO₂ w stopniu 99%); dla wszystkich innych paliw współczynnik referencyjny wynosi 0,995.

Poziom 2

W odniesieniu do paliw stałych operator wyprowadza współczynniki utleniania dla konkretnych rodzajów działalności na podstawie zawartości węgla w popiołach, wyciekach oraz w innych odpadach i produktach ubocznych i innych niecałkowicie utlenionych emisjach węgla, zgodnie z wytycznymi określonymi w rozdziale 10 załącznika I.

2.1.1.2. Spalanie gazów na wylocie kominu

Do emisji powstających w wyniku spalania gazów na wylotach kominów zalicza się spalanie rutynowe i operacyjne (w ramach rozruchu, wygaszania i wyłączeń samoczynnych) oraz upusty awaryjne.

Emisje CO₂ oblicza się na podstawie ilości gazu spalanego na wylotach kominów [m³] i zawartości węgla w spalonym w ten sposób gazie [t CO₂/m³] (włącznie z węglem nieorganicznym).

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik utleniania}$$

gdzie:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±12,5%.

Poziom 2

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±7,5%.

Poziom 3

Ilość gazu spalanego na wylotach kominów [m³] w danym okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±2,5%.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

W charakterze ostrożnego przybliżenia dla gazów spalanych na wylotach kominów stosuje się referencyjny współczynnik emisji wynoszący 0,00785 t CO₂/m³ (w warunkach standardowych) uzyskany ze spalania czystego butanu.

Poziom 2

Współczynnik emisji [t CO₂/m³ gazów spalanych na wylotach kominów] obliczony na podstawie zawartości węgla w gazach spalanych na wylotach kominów z zastosowaniem wytycznych podanych w rozdziale 10 załącznika I.

c) Współczynnik utleniania

Poziom 1

Miara utleniania 0,995

2.1.2. Emisje pochodzące z procesów technologicznych

Wielkość emisji CO₂ z procesów będących wynikiem zastosowania węglanów do przemywania gazów (wyplukiwania SO₂ ze strumieni gazów spalinowych) oblicza się na podstawie ilości zakupionych węglanów (metoda obliczeń podana dla poziomu 1a) lub wyprodukowanego gipsu (metoda obliczeń podana dla poziomu 1b). Te dwie metody obliczeń są równoważne. Obliczenia dokonuje się według następującego sposobu:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t}] = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

Metoda obliczeniowa A „na bazie węglanów”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości użytych węglanów:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] suchego węglanu jako surowca w procesie mierzona przez operatora lub dostawcę w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż ± 7,5%.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Użycie współczynników stechiometrycznych przemiany węglanów [t CO₂/t suchego węglanu] wg informacji podanych w tabeli 1. Wartość tę koryguje się ze względu na odpowiednią wilgotność i zawartość skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

TABELA 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,552	
Ogólnie: X _Y (CO ₃) _Z	Współczynnik emisji = [M _{CO2}] / {Y * [M _X] + Z * M _{CO3²⁻} }	X = ziemia alkaliczna lub metal alkaliczny M ₂ = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO2} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO3²⁻} = masa cząsteczkowa CO _{3²⁻} = 60 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali na bazie ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna CO _{3²⁻} = 1

c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Metoda obliczeniowa B „na bazie gipsu”

Obliczenie wielkości emisji odbywa się na podstawie ilości wyprodukowanego gipsu:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] suchego gipsu (CaSO₄ · 2H₂O) jako produktu w procesie mierzona przez operatora lub przetwórcę gipsu w skali roku z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą mniej niż ±7,5%.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynnik stechiometryczny odwodnionego gipsu (CaSO₄ · 2H₂O) i CO₂ w procesie: 0,2558 t CO₂/t gipsu

c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2 Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru zawarte w załączniku I.

3. USTALANIE WIELKOŚCI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK III

Wytyczne szczegółowe dotyczące rafinerii olejów mineralnych wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES

Monitorowanie emisji gazów cieplarnianych z instalacji obejmuje wszystkie emisje z procesów spalania i produkcji odbywających się w rafineriach. Emisji z procesów odbywających się w przyległych instalacjach chemicznych, nie objętych wytycznymi załącznika I do dyrektywy, które nie są częścią łańcucha produkcyjnego rafinacji, nie uwzględnia się.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Do potencjalnych źródeł emisji CO₂ należą:

a) spalanie związane z pozyskiwaniem energii:

- kotły,
- urządzenia grzewcze i przetwarzające stosowane w procesach technologicznych,
- silniki/turbiny tłokowe,
- utleniacze katalityczne i ciepłe,
- piece do kalcynacji koksu,
- pompy strażackie,
- awaryjne i rezerwowe generatory energii,
- spalanie gazów na wylotach kominów,
- piece do spopielania,
- urządzenia do krakowania;

b) procesy:

- instalacje do produkcji wodoru,
- regeneracja katalityczna (z katalitycznego krakowania i innych procesów katalitycznych),
- retorty do koksowania (flexi-coking i koksowanie opóźnione).

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Operator może obliczać wielkość emisji:

- a) dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu stosowanego w danej instalacji; lub
- b) stosując metodę bilansu masy, pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że metoda ta prowadzi do uzyskania wyników zbiorczych dla całej instalacji dokładniejszych niż obliczenia dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu; lub
- c) stosując metodę bilansu masy w odniesieniu do dobrze zdefiniowanego podzbioru rodzajów paliwa lub procesów oraz obliczenia indywidualne dla pozostałych rodzajów paliwa i procesów stosowanych w danej instalacji, pod warunkiem, że jest w stanie wykazać, że metoda ta prowadzi do uzyskania wyników zbiorczych dla całej instalacji dokładniejszych niż obliczenia dla każdego rodzaju paliwa i dla każdego procesu.

2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na uwzględnianiu wszystkich ilości węgla w wsadzie, akumulacjach, węgla wchodzącego w skład produktów oraz węgla wyprowadzanego, w celu otrzymania ilości węgla obecnego w emisjach gazu cieplarnianego z danej instalacji, czego dokonuje się przy użyciu następującego równania:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany w stanie zapasów}) * \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

Przy czym:

- wsad [tC]: cała ilość węgla wprowadzanego w granice instalacji,
- produkty [tC]: cała ilość węgla w produktach i materiałach, włącznie z produktami ubocznymi, opuszczająca obszar bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z bilansu masy, np. zrzucany do ścieków, wywożony na zwalnię lub tracony w postaci strat w procesie. Wyprowadzanie węgla z instalacji nie obejmuje wypuszczania gazów cieplarnianych do atmosfery,
- zmiany w stanie zapasów [tC]: zwiększanie ilości węgla w zapasach w granicach instalacji.

W związku z czym obliczenie wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}} * \text{zawartość węgla}_{\text{wsad}}) - (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{produkty}} * \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} * \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany w zapasach}} * \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany w zapasach}}) * 3,664$$

Przy czym:

a) Dane dotyczące działalności

Operator analizuje i uwzględnia w swoim sprawozdaniu przepływy masy do i z instalacji oraz odpowiednie zmiany w stanie zapasów oddzielnie dla wszystkich odpowiednich paliw i materiałów.

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 7,5\%$. Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 5,0\%$. Wszystkie inne przepływy masy paliw i materiałów do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 3

Przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 4

Przepływy masy do i z instalacji ustala się stosując urządzenia pomiarowe, dla których maksymalne dopuszczalne niedokładności dla procesu pomiarowego wynoszą mniej niż $\pm 1,0\%$.

b) Zawartość węgla

Poziom 1

Przy obliczaniu bilansu masy operator stosuje wytyczne zawarte w rozdziale 10 załącznika I dotyczące reprezentatywnego próbkowania paliw, produktów i produktów ubocznych oraz ustalania zawartości węgla i frakcji biomasy w nich.

c) Zawartość energii

Poziom 1

Dla celów spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii w każdym strumieniu paliw i materiałów (wyrażoną jako wartość opałowa netto odpowiednich strumieni).

2.1.2. *Emisje ze spalania*

Emisje ze spalania podlegają monitorowaniu zgodnie z postanowieniami załącznika II.

2.1.3. *Emisje pochodzące z procesów technologicznych*

Do konkretnych procesów powodujących powstawanie emisji CO₂ należą:

1. Regeneracja urządzeń do krakowania i inne procesy regeneracji katalizatorów

Koks odkładający się w katalizatorze jako produkt uboczny procesu krakowania jest spalany w regeneratorze w celu przywrócenia działania katalizatora. Katalizator stosowany jest w dalszych procesach odbywających się w rafinerii, w związku z czym musi być poddany regeneracji, np. przez reformowanie katalityczne.

Ilość CO₂ emitowanego w tym procesie oblicza się zgodnie z wytycznymi zawartymi w załączniku II, przy czym jako dane dotyczące działalności podaje się ilość spalonego koksu, a zawartość węgla w koksie służy jako podstawa do obliczenia współczynnika emisji.

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, ustalona na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla danego procesu.

Poziom 2

Ilość koksu [t] spalonego z katalizatora w okresie sprawozdawczym, ustalona na podstawie bilansu ciepła i materiału w stosunku do krakowania katalitycznego.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynnik emisji dla określonego rodzaju działalności [t CO₂/t koksu] na podstawie zawartości węgla w koksie, ustalony zgodnie z wytycznymi zawartymi w rozdziale 10 załącznika I.

c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2. Retorty do koksowania

Upusty CO₂ z komór spalania retort do koksowania fluidalnego i procesu fleki-coking oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji}$$

Przy czym:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość koksu [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą ważenia z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±5,0%.

Poziom 2

Ilość koksu [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą ważenia z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±2,5%.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Konkretny współczynnik emisji [t CO₂/t koksu] na podstawie wytycznych określających najlepsze praktyki przemysłowe dla danego procesu.

Poziom 2

Konkretny współczynnik emisji [t CO₂/t koksu] uzyskany na podstawie zmierzonej zawartości CO₂ w gazach spalinowych, zgodnie z wytycznymi części 10 załącznika I.

3. Produkcja wodoru w rafineriach

Emitowany CO₂ pochodzi z zawartości węgla w gazie zasilającym. Należy dokonać obliczenia emisji CO₂ w oparciu o dane na temat materiałów wsadowych.

$$\text{emisje CO}_2 = \text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}} * \text{współczynnik emisji}$$

Przy czym:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość węglowodoru wsadowego [t wsad] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±7,5%.

Poziom 2

Ilość węglowodoru wsadowego [t wsad] przetworzonego w okresie sprawozdawczym, uzyskana metodą pomiaru objętości z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego wynoszącą ±2,5%.

b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Należy użyć wartości referencyjnej 2,9 t CO₂ na t przetworzonego wsadu, na podstawie etanu.

Poziom 2

Zastosowanie współczynnika emisji właściwego dla konkretnego rodzaju działalności [CO₂/t wsadu] obliczonego na podstawie zawartości węgla w gazie zasilającym, ustalonego zgodnie z wytycznymi części 10 załącznika I.

2.2. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne na temat pomiaru zawarte w załączniku I.

3. USTALANIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK IV

Wytyczne szczegółowe dotyczące pieców koksowniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Piece koksownicze mogą stanowić część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z instalacjami spiekalniczymi oraz instalacjami służącymi wytwarzaniu surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania, co powoduje intensywną wymianę energii i materiału (na przykład gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy, koks), zachodzącą w trakcie normalnej pracy. Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko piece koksownicze, emisję CO₂ można również monitorować w całej stalowni przy użyciu metody bilansu masy (*mass balance approach*), o której mowa w rozdziale 2.1.1. niniejszego załącznika.

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemywanie gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, lecz liczy się zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W piecach koksowniczych emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- surowce (węgiel lub koks naftowy),
- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny),
- gaz powstały w wyniku procesu technologicznego (np. gaz wielkopieczowy BFG)
- inne paliwa,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Jeżeli piec koksowniczy jest integralną częścią stalowni, operator może obliczać emisje:

- a) - dla zintegrowanej stalowni jako całości, stosując metodę bilansu masy; lub
- b) - dla pieca koksowniczego jako odrębnej działalności zintegrowanej stalowni.

2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) * \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

gdzie:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający obszar bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \left(\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}} * \text{zawartość węgla}_{\text{wsad}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{produkty}} * \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} * \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} * \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}}) \right) * 3,664$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Operator analizuje i składa sprawozdanie o masowych przepływach do i z instalacji oraz o odpowiednich zmianach zapasów wszystkich odnośnych paliw i materiałów oddzielnie.

Poziom 1

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$. Wszelkie inne masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 2

Dla podzbioru paliw i materiałów przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Wszelkie inne masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 3

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 4

Masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.

(b) Zawartość węgla

Poziom 1

Obliczając bilans masy operator postępuje według postanowień rozdziału 10 załącznika I w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

(c) Zawartość energii

Poziom 1

Dla celów prowadzenia spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość opałowa netto danego strumienia).

2.1.2. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania odbywające się w piecach koksowniczych, w których nie używa się paliw (np. koksu, węgla i gazu ziemnego) jako środka redukującego ani też nie powstają one z reakcji metalurgicznych są monitorowane i zgłaszane zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

W czasie procesu koksowania w komorze koksowniczej pieca koksowniczego po usunięciu powietrza węgiel przekształca się w koks oraz nie oczyszczony gaz koksowniczy (*crude COG*). Głównym materiałem wsadowym zawierającym węgiel/strumieniem wsadu jest węgiel, lecz mogą nim być również odpady koksowe, koks naftowy, ropa naftowa (*oil*) oraz gaz powstający w czasie procesu technologicznego, taki jak gaz wielkopiecowy (*BFG*). Gaz wielkopiecowy, jako część produktu wyjściowego z procesu, zawiera wiele składników zawierających, między innymi dwutlenek węgla (CO_2), tlenek węgla (CO), metan (CH_4), węglowodory (C_xH_y).

Ogólną wielkość emisji pochodzącej z pieców koksowniczych oblicza się w sposób następujący:

$$\text{Emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} * \text{współczynnik emisji}_{\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} * \text{współczynnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności_{WEJŚCIE} mogą zawierać węgiel występujący jako surowiec, odpady koksowe, ropa naftowa (*oil*), gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy i tym podobne.

Dane dotyczące działalności_{WYJŚCIE} mogą zawierać koks, smołę koksowniczą, olej lekki, gaz wielkopiecowy, i tym podobne.

(a1) Paliwo stosowane jako wsad do procesu.

Poziom 1

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$.

Poziom 2

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$.

Poziom 3

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 4

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.

(a2) Wartość opałowa netto

Poziom 1

Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, podane w Aneksie 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto przyjęte w poszczególnych krajach na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych” (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Poziom 2

Operator stosuje charakterystyczne dla kraju wartości cieplne netto dla odpowiedniego paliwa, według sprawozdania odpowiedniego Państwa Członkowskiego zamieszczonego w ostatnim krajowym wykazie, dostarczonego do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu.

Poziom 3

Wartość opałowa netto odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez operatora, laboratorium zewnętrzne lub dostawcę paliwa. Zgodnie z postanowieniami rozdziału 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji.

Poziom 1

Stosowane współczynniki referencyjne podane są w poniższej tabeli lub w rozdziale 8 załącznika I.

TABELA 1

Współczynniki emisji dla gazów powstałych w procesie technologicznym (w tym składnik CO₂ w paliwie) ²⁶

Współczynnik emisji [t CO ₂ /TJ]		Źródło danych
Gaz koksowniczy (COG)	47,7	IPCC
Gaz wielkopiecowy (BFG)	241,8	IPCC

Poziom 2

Właściwe współczynniki emisji są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika 1.

2.2 Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne pomiarowe zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

²⁶ Wartości bazują na współczynnikach IPCC wyrażonych w tC/TJ, pomnożone przez współczynnik konwersji CO₂/C wynoszący 3,664.

ZALĄCZNIK V

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do prażenia rud metali oraz instalacji spiekalniczych wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Instalacje do prażenia rud metali oraz instalacje spiekalnicze mogą stanowić część stalowni, mając bezpośrednie połączenie techniczne z piecami koksowniczymi oraz instalacjami do produkcji surówki i stali, w tym do ciągłego odlewania. Stąd wynika intensywne wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopiecowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) mająca miejsce podczas normalnej pracy. Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko instalacje do prażenia i spiekania, emisję CO₂ można również monitorować w całej stalowni. W tym przypadku może być stosowana metoda bilansu masy (*mass balance approach*) (rozdział 2.1.1. niniejszego załącznika).

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemycanie gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, lecz liczy się zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do prażenia rud metali oraz instalacjach spiekalniczych emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- surowce (kalcynowanie wapienia i dolomitu),
- paliwa konwencjonalne (gaz ziemny, koks/miał koksowy),
- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (np. gaz koksowniczy (COG) i gaz wielkopiecowy BFG),
- pozostałości z procesu technologicznego używane jako materiał wsadowy w tym odfiltrowane pyły z zakładu spiekalniczego, konwertera i wielkiego pieca.
- inne paliwa,
- przemycanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Operator może obliczać emisje stosując metodę bilansu masy lub dla każdego źródła w danej instalacji osobno.

2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) * \text{współczynnik konwersji CO}_2/\text{C}$$

Przy czym:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający obszar bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}}) * \text{zawartość węgla}_{\text{wsad}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{produkty}} * \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} * \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} * \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}}) * 3,664$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Operator analizuje i składa sprawozdanie o masowych przepływach do i z instalacji oraz o odpowiednich zmianach zapasów wszystkich odnośnych paliw i materiałów, oddzielnie.

Poziom 1

Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$. Wszelkie inne przepływy paliw oraz materiałów masowych do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 2

Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Wszelkie inne przepływy paliw i materiałów masowych do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla mierzonego procesu niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 3

Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 2,5 % .

Poziom 4

Przepływy masowe do i z instalacji są określane przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 1,0 % .

(b) Zawartość węgla

Obliczając bilans masy operator postępuje według postanowień rozdziału 10 załącznika I w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

(c) Zawartość energii

Dla celów prowadzenia spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość opałowa netto danego strumienia).

2.1.2. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania odbywające się w instalacjach do prażenia rud metali oraz instalacjach spiekalniczych są monitorowane i zgłaszane zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

W czasie procesu wypalania na ruszcie, CO₂ jest uwalniane z materiałów wsadowych, tj. z mieszaniny surowców (zwykle z węgla wapnia) oraz z powtórnie wykorzystywanych odpadów z procesu technologicznego. Dla każdego rodzaju używanych materiałów wsadowych ilość CO₂ oblicza się w następujący sposób:

$$\text{emisje CO}_2 = \{\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad do procesu}} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}\}$$

(a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] materiałów wsadowych - węglanów [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} lub $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie, zważone przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż ± 5,0 %

Poziom 2

Ilość [t] materiałów wsadowych – węglanów [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} lub $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] oraz pozostałości po procesie technologicznym używane jako materiał wsadowy stosowany w procesie, zważone przez operatora lub dostawcę z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 2,5 %

(b) Współczynnik emisji.

Dla węglanów: należy stosować współczynniki stechiometryczne podane w poniższej tabeli 1.

TABELA 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Współczynnik emisji	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃

Wartości te są modyfikowane w zależności od zawartości wilgoci i skały płonnej w stosowanym materiale zawierającym węglany.

Dla pozostałości z procesu technologicznego: szczegółowe współczynniki są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Poziom 2

Szczegółowe współczynniki są określane zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika I, określającymi ilość węgla w wyprodukowanych spiekach oraz odfiltrowanych pyłach. W przypadku, gdy odfiltrowane pyły są ponownie wykorzystane w procesie technologicznym, ilość zawartego węgla [t] nie jest brana pod uwagę, aby uniknąć podwójnego liczenia.

2.2 Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne pomiarowe zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK VI

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji surówki oraz stali w tym do odlewania ciągłego wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Wytyczne podane w niniejszym załączniku obejmują emisje pochodzące z instalacji do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego. Dotyczą wstępnej produkcji stali (w wielkich piecach (BF) i konwertorach tlenowych (BOF)) oraz produkcji wtórnej (w elektrycznych piecach łukowych (EAF)).

Instalacje do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego są, ogólnie rzecz biorąc, integralną częścią stalowni powiązaną technicznie z piecami koksowniczymi oraz instalacjami spiekalniczymi.

Tak więc intensywne wymiana energii i materiału (na przykład gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy, koks, wapień) ma miejsce podczas ich normalnej pracy. Jeżeli, zgodnie z artykułami 4, 5 i 6 dyrektywy, zezwolenie na instalację obejmuje całą stalownię, a nie tylko wielkie piece, emisję CO₂ można również monitorować w całej stalowni przy użyciu metody bilansu masy (*mass balance approach*), o której mowa w rozdziale 2.1.1. niniejszego załącznika.

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemysł gazów odlotowych, a powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji wynikającej z procesu technologicznego, należy ją liczyć zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- surowce (kalcynowanie wapienia i dolomitu),
- paliwa konwencjonalne (np. gaz ziemny, węgiel, koks),
- środki redukujące (koks, węgiel, tworzywa sztuczne, itd.),
- gazy powstałe w wyniku procesu technologicznego (gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopieczowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG),
- zużycie grafitowych elektrod,
- inne paliwa,
- przemysł gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

Operator może obliczać emisje stosując metodę bilansu masy lub oddzielnie dla każdego źródła w instalacji.

2.1.1. Metoda bilansu masy

Metoda bilansu masy polega na analizowaniu całego węgla we wsadzie, akumulacji, zawartości w produktach oraz eksporcie w celu obliczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji, przy użyciu następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{wsad} - \text{produkty} - \text{eksport} - \text{zmiany zapasów}) * \text{współczynnik konwersji CO}_2\text{/C}$$

Przy czym:

- wsad [tC]: cały węgiel wprowadzany w obszar instalacji,
- produkty [tC]: cały węgiel w produktach i materiałach łącznie z produktami ubocznymi, opuszczający obszar bilansu masy,
- eksport [tC]: węgiel wyprowadzany z obszaru bilansu masy, np. usuwany do kanalizacji, wyrzucany na składowisko odpadów lub tracony w wyniku strat. Eksport nie obejmuje gazów cieplarnianych wypuszczanych do atmosfery.
- zmiany w zapasach [tC]: zwiększanie zapasów węgla w obszarze instalacji.

Zatem obliczanie wygląda następująco:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{wsad}} * \text{zawartość węgla}_{\text{wsad}}) - \sum (\text{dane o działalności}_{\text{produkty}} * \text{zawartość węgla}_{\text{produkty}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{eksport}} * \text{zawartość węgla}_{\text{eksport}}) - \sum (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{zmiany zapasów}} * \text{zawartość węgla}_{\text{zmiany zapasów}}) * 3,664$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Operator analizuje i składa sprawozdanie o masowych przepływach do i z instalacji oraz o odpowiednich zmianach zapasów wszystkich odnośnych paliw i materiałów, oddzielnie.

Poziom 1

Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiałów do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 2

Dla podzbioru dotyczącego paliw i materiałów, masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Wszelkie inne masowe przepływy paliw i materiałów do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 3

Masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 4

Masowe przepływy do i z instalacji są określone przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.

(b) Zawartość węgla

Poziom 1

Obliczając bilans masy operator postępuje według postanowień rozdziału 10 załącznika I w zakresie pobierania reprezentatywnych próbek paliw, produktów i produktów ubocznych dla określania w nich zawartości węgla i frakcji biomasy.

(c) Zawartość energii

Poziom 1

Dla celów prowadzenia spójnej sprawozdawczości oblicza się zawartość energii każdego ze strumienia paliw i materiałów (wyrażonego jako wartość opałowa netto danego strumienia).

2.1.2. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania mające miejsce w instalacjach do produkcji surówki oraz stali, w tym do odlewania ciągłego, w których nie używa się paliw (np. koksu, węgla i gazu ziemnego) jako środków redukujących ani też nie powstają one z reakcji metalurgicznych, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.3. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

Instalacje do produkcji surówki oraz stali w tym do odlewania ciągłego normalnie cechują się określoną kolejnością urządzeń (np. wielki piec, konwertor tlenowy, walcarka na gorąco) i urządzenia te często mają techniczne powiązanie z innymi instalacjami (np. piecem koksowniczym, instalacją spiekalniczą, instalacją energetyczną). W tych instalacjach jako czynniki redukujące stosowane są różne paliwa. Zazwyczaj instalacje te wytwarzają także gazy o różnym składzie, pochodzące z procesu technologicznego (takie jak gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopieczowy/BFG, gaz konwertorowy/BOFG).

Całkowitą wielkość emisji pochodzącej z instalacji do produkcji surówki i stali oblicza się w sposób następujący:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WEJŚCIE}} * \text{współczynnik emisji}_{\text{WEJŚCIE}}) - \Sigma (\text{dane dotyczące działalności}_{\text{WYJŚCIE}} * \text{współczynnik emisji}_{\text{WYJŚCIE}})$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

(a1) Zastosowane paliwo

Poziom 1

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 7,5\%$.

Poziom 2

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 5,0\%$.

Poziom 3

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 2,5\%$.

Poziom 4

Masowy przepływ paliw do i z instalacji określa się przy użyciu urządzeń pomiarowych, dających w wyniku maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładność mniejszą niż $\pm 1,0\%$.

(a2) Wartość opałowa netto (w stosownych przypadkach)

Poziom 1

Operator stosuje do danego typu paliwa wartości opałowe netto właściwe dla danego kraju, podane w Aneksie 2.1 A.3 „Wartości opałowe netto przyjęte w poszczególnych krajach na rok 1990” do dokumentu IPCC 2000 „Wytyczne dotyczące właściwych praktyk i stosowania progów niedokładności w krajowych wykazach emisji gazów cieplarnianych” (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Poziom 2

Operator stosuje charakterystyczne dla kraju wartości opalowe netto dla odpowiedniego paliwa, według sprawozdania odpowiedniego Państwa Członkowskiego zamieszczonego w ostatnim krajowym wykazie, dostarczonym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu.

Poziom 3

Wartość opalowa netto odpowiadająca każdej partii paliwa w instalacji jest mierzona przez operatora, zakontraktowane laboratorium lub dostawcę paliwa zgodnie z postanowieniami rozdziału 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji.

Współczynnik emisji dla danych dotyczące działalności_{WYJŚCIE} dotyczy ilości węgla nie zawierającego CO₂ (*non-CO₂ carbon*) na wyjściu procesu, który jest wyrażony jako tCO₂/t wyjście dla poprawy porównywalności.

Poziom 1

Współczynniki referencyjne materiału wejściowego i wyjściowego – podane są poniżej w tabelach 1 i 2 oraz w rozdziale 8 załącznika I.

TABELA 1

Współczynniki referencyjne emisji dla materiału wejściowego²⁷

Współczynnik emisji		Źródło współczynnika emisji
Gaz koksowniczy	47,7 t CO ₂ /TJ	IPCC
Gaz wielkopiecowy	241,8 t CO ₂ /TJ	IPCC
Gaz konwertorowy (BOFG)	186,6 t CO ₂ /TJ	WBCSD/WRI
Elektrody grafitowe	3,60 t CO ₂ /t elektroda	IPCC
PET	2,24 t CO ₂ /t PET	WBCSD/WRI
PE	2,85 t CO ₂ /t PE	WBCSD/WRI
CaCO ₃	0,44 t CO ₂ /t CaCO ₃	Współczynnik stechiometryczny
CaCO ₃ – MgCO ₃	0,477 t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Współczynnik stechiometryczny

TABELA 2

Współczynniki referencyjne emisji dla materiału wyjściowego (podstawa – zawartość węgla)

Współczynnik emisji [t CO ₂ /t]		Źródło współczynnika emisji
Ruda	0	IPCC
Surówka, złom surówki, wyroby z żelaza	0,1467	IPCC
Złom stalowy, wyroby ze stali	0,0147	IPCC

Poziom 2

Właściwy współczynnik emisji (t CO₂/t_{WEJŚCIE} lub t_{WYJŚCIE}) dla materiałów wejściowych i wyjściowych określany zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

2.2 Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne pomiarowe zawarte w załączniku 1.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

²⁷ Wartości bazują na współczynnikach IPCC wyrażonych w tC/TJ, pomnożonych przez współczynnik konwersji CO₂/C wynoszący 3,664.

ZAŁĄCZNIK VII

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji klinkieru cementowego wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemywanie gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z procesów technologicznych z instalacji, lecz liczy się ją zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji cementu emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia znajdującego się w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne paliwa piecowe i surowce bazujące na kopalinach,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- paliwa nie stosowane w piecach
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu łożystego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szerokiego zakresu paliw z odpadów), odbywające się w instalacjach do produkcji klinkieru cementowego, podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

Emisje powodowane spalaniem treści organicznych (alternatywnych) surowców również podlegają obliczaniu zgodnie z załącznikiem II.

W piecach cementowych, z powodu bardzo wysokiej temperatury spalania, długiego czasu przebywania w piecu i minimalnej ilości resztkowego węgla znajdującego się w klinkierze, niepełne spalanie paliw kopalnych jest pomijane. Zatem węgiel we wszystkich paliwach kopalnych traktuje się jako całkowicie utleniony (współczynnik utleniania = 1,0).

2.1.2. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

W czasie kalcynowania (spiekania) w piecu, z węglanów w mieszaninie surowców uwalniany jest CO₂. Spiekanie CO₂ wiąże się bezpośrednio z produkcją klinkieru.

2.1.2.1. CO₂ pochodzący z produkcji klinkieru

CO₂ pochodzące z kalcynowania (spiekania) oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru oraz zawartości CaO i MgO w klinkierze. Współczynnik emisji koryguje się dla uwzględnienia już skalcynowanego Ca i Mg wprowadzanego do pieca, na przykład poprzez popiół lotny lub alternatywne paliwa oraz surowce z odpowiednią zawartością CaO (na przykład osady ściekowe). Emisje oblicza się na podstawie ilości węglanów na wejściu procesu (obliczanie metodą A), lub na podstawie ilości wyprodukowanego klinkieru (obliczanie metodą B). Obie te metody traktuje się jako równorzędne.

Obliczanie metodą A: węglany.

Obliczanie węglanu polega na określeniu ilości węglanów na wejściu procesu. CO₂ oblicza się stosując następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_{2\text{kl.}} = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w surowcu (*raw meal*) [t] na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie surowców z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż $\pm 5,0\%$. Określenie ilości węglanów na podstawie składu odpowiednich surowców jest dokonywane przez operatora na podstawie wytycznych dotyczących najlepszej przemysłowej praktyki.

Poziom 2

Ilość czystych węglanów (np. wapienia) zawartych w surowcu [t] na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie surowców z maksymalną dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż $\pm 2,5\%$ dla procesu mierzenia surowców. Określenie ilości węglanów na podstawie składu odpowiednich surowców jest dokonywane przez operatora zgodnie z rozdziałem 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne węglanów w procesie wejścia pokazano w Tabeli 1.

TABELA 1

Współczynniki stechiometryczne emisji

Węglany	Współczynnik emisji
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Obliczanie metodą B: produkcja klinkieru

Ta metoda obliczeń bazuje na ilości wyprodukowanego klinkieru. CO₂ liczy się według następującego wzoru:

$$\text{emisje CO}_{2\text{klinkier}} = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Jeżeli emisja oszacowana jest na podstawie wielkości produkcji klinkieru należy uwzględnić CO₂ ulatniający się z pyłów cementowych (CKD – Cement Kiln Dust), dla instalacji, z której ulatniają się te pyły. Emisje pochodzące z produkcji klinkieru oraz z pyłów pieca do wytwarzania cementu, należy obliczać oddzielnie oraz dodać dla uzyskania ogólnej wielkości emisji:

$$\text{emisje CO}_{2\text{ proces_ogółem}} [t] = \text{emisjeCO}_{2\text{ klinkier}} [t] + \text{emisjeCO}_{2\text{ pyły}} [t]$$

Emisje związane z produkcją klinkieru

(a) Dane dotyczące działalności

Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 5,0%.

Poziom 2a

Ilość klinkieru [t] wyprodukowanego uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 2,5%.

Poziom 2b

Produkcję klinkieru [t] z produkcji cementu, określoną przez zważenie z dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 1,5%, oblicza się przy użyciu następującego wzoru (bilans materiału, uwzględniając klinkier wysłany, dostawy klinkieru oraz różnice w zapasach klinkieru):

$$\text{Klinkier wyprodukowany [t]} = (\text{cement wyprodukowany [t]} * \text{stosunek klinkier/cement [t klinkier/t cement]} - (\text{klinkier dostarczony [t]} + \text{klinkier wysłany [t]})) - (\text{różnice zapasów klinkieru [t]}).$$

Stosunek cement/klinkier oblicza się i stosuje się oddzielnie dla różnych rodzajów cementu produkowanych w konkretnej instalacji. Ilości klinkieru wysłanego i dostarczonego określa się z dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 2,5%. Niedokładność określenia zmian zapasów w okresie sprawozdawczym winna być mniejsza niż ± 10%.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynnik emisji: 0,525 t CO₂/t klinkieru.

Poziom 2

Współczynnik emisji oblicza się na podstawie bilansu CaO- i MgO-, przy założeniu, że część nie pochodziła z przetworzenia węglanów, ale była już zawarta w materiale wejściowym. Skład klinkieru i odpowiednich surowców określa się na podstawie wytycznych z rozdziału 10 załącznika I.

Współczynnik emisji oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$\text{współczynnik emisji [t CO}_2\text{/t klinkier]} = 0,785 * (\text{wyjście}_{\text{CaO}} [\text{t CaO/t klinkier}] - \text{wejście}_{\text{CaO}} [\text{t CaO/t materiał na wejściu}]) + 1,092 * (\text{wyjście}_{\text{MgO}} [\text{t MgO/t klinkier}] - \text{wejście}_{\text{MgO}} [\text{t MgO/t materiał na wejściu}]).$$

Powyższy wzór wykorzystuje stechiometryczne frakcje CO₂/CaO CO₂/MgO pokazane w Tabeli 2.

TABELA 2

Stechiometryczne współczynniki emisji CaO i MgO (produkcja netto)

Tlenki	Współczynnik emisji
CaO	0,785 [t CO ₂ /CaO]
MgO	1,092 [t CO ₂ /MgO]

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Emisje powodowane pyłami odpadowymi

CO₂ pochodzący z odpadowych pyłów obejściowych (*bypass dust*) oraz pyłów cementowych (CKD), oblicza się na podstawie ilości odpadowych pyłów oraz współczynnika emisji dla klinkieru, skorygowanego dla częściowego wypalenia CKD. Odpadowe pyły obejściowe, w przeciwieństwie do CKD, traktowane są jako w pełni wypalone.

Emisje należy obliczać jak przedstawiono poniżej:

$$\text{emisje CO}_{2\text{pyły}} = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] powstałych w okresie sprawozdawczym, określona przy pomocy ważenia z dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż $\pm 10,0\%$.

Poziom 2

Ilość CKD lub pyłów obejściowych [t] powstałych w okresie sprawozdawczym, określona przy pomocy ważenia z dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż $\pm 5,0\%$.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Stosowane wartości referencyjne: 0,525 t CO₂ na tonę klinkieru, jak również CKD.

Poziom 2

Współczynnik emisji [t CO₂ /CKD] oblicza się na podstawie stopnia prażenia CKD. Stosunek pomiędzy stopniem prażenia CKD a emisją CO₂ na tonę CKD jest nieliniowy. Przybliża się go na podstawie następującego wzoru:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}{1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}$$

Przy czym:

EF_{CKD} = współczynnik emisji z częściowo wyprażonych pyłów z pieca cementowego [t CO₂/t CKD]

EF_{Cli} = określony współczynnik emisji z instalacji do klinkieru [CO₂/t klinkier],

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

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK VIII

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wapna wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemywanie gazów odlotowych, powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, lecz liczy się ją zgodnie z załącznikiem II

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji wapna emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia i dolomitu znajdujących się w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne paliwa piecowe i surowce bazujące na kopalinach,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- inne paliwa
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania, w których używa się różnych rodzajów paliw (np. węgla, koksu ponaftowego, oleju opałowego, gazu ziemnego oraz szeroki zakres paliw odpadowych) odbywające się w instalacji do produkcji wapna podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II. Emisje powodowane spalaniem treści organicznych surowców (alternatywnych) również podlegają obliczaniu zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

W czasie prażenia w piecu do prażenia, z węglanów w surowcach uwalniany jest CO₂. Z produkcją wapna bezpośrednio wiąże się wyprażanie CO₂. Na poziomie instalacji wyprażanie CO₂ można obliczać na dwa sposoby: na podstawie ilości węglanów z surowców (głównie wapienia, dolomitu) przetworzonych w procesie technologicznym (obliczanie metodą A), lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie (obliczanie metodą B). Obie te metody traktuje się jako równorzędne.

Obliczanie metodą A: węglany

Obliczanie węglanu polega na obliczeniu zużytej ilości węglanów. Stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{tCO}_2] = \sum \left\{ \frac{\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany WEJŚCIE}} - \text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany WYJŚCIE}}}{\text{współczynnik konwersji}} \right\} * \text{współczynnik emisji} *$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności_{węglany WEJŚCIE} oraz dane dotyczące działalności_{węglany WYJŚCIE} to ilości [t] CaCO₃, MgCO₃, lub ziem alkalicznych lub alkaliczne węglany zużyte w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Ilość czystych węglanów (np. wapień) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym ważona z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego mniejszą niż ± 5,0%. Skład odpowiednich surowców i produktu jest określany na podstawie wytycznych dotyczących najlepszej praktyki przemysłowej.

Poziom 2

Ilość czystych węglanów (np. wapień) [t] na wejściu procesu i w produkcie w okresie sprawozdawczym ważona z maksymalną dopuszczalną niedokładnością dla procesu pomiarowego mniejszą niż ± 2,5%. Skład odpowiednich surowców i produktu jest określany przez operatora zgodnie z ustępem 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Stosunek stechiometryczny węglanów w procesie wejścia i wyjścia pokazano w Tabeli 1.

TABELA 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg- lub inny węglan]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Ogólnie X _y (CO ₃) _z	Współczynnik emisji = [M _{CO2}]/{Y*[M _x] + Z * [M _{CO3} ²⁻]}	X = ziemia alkaliczna lub metale alkaliczne M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO2} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO3-} = masa cząsteczkowa CO ₃ ²⁻ = 60[g/mol] Y = Liczba stechiometryczna X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = Liczba stechiometryczna CO ₃ ²⁻ =1

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

Obliczanie metodą B: tlenki ziem alkalicznych

CO₂ liczy się na podstawie ilości CaO, MgO oraz zawartości innych ziem alkalicznych/ tlenków alkalicznych w produkowanym wapnie. Należy wziąć pod uwagę już wyprażone Ca i Mg wchodzące do pieca do wyprażania, na przykład jako składnik popiołów lotnych lub paliw alternatywnych i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub Mg.

Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{tCO}_2] = \Sigma \{(\text{dane dotyczące działalności tlenki alkaliczne WYJŚCIE} - \text{dane dotyczące działalności tlenki alkaliczne WEJŚCIE}) * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}\}.$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Określenie „dane dotyczące działalności_{IO WYJŚCIE} - dane dotyczące działalności_{IO WEJŚCIE}” oznacza całkowitą ilość [t] CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych przetworzonych z odpowiednich węglanów w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 5,0% i z zastosowaniem wytycznych dotyczących najlepszej praktyki przemysłowej w zakresie składu odpowiednich rodzajów produktów oraz surowców.

Poziom 2

Masa CaO, MgO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] w produkcie oraz we wsadzie do procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalnie dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5% i przy zastosowaniu analiz składu wykonanych zgodnie z wytycznymi opisanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne tlenków w na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w Tabeli 2.

Tabela 2

Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglan	Współczynnik emisji [t CO ₂] / [t Ca-, Mg- lub inny tlenek]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Ogólnie: X _y (O) _z	Współczynnik emisji = $[M_{CO_2}] / (Y * [M_z] + Z * [M_o])$	X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych M _z = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

2.2. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK IX

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji szkła wymienionych w załączniku do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli w instalacji prowadzi się przemywanie gazów odlotowych, a powodowanej tym emisji nie liczy się jako części emisji z instalacji, należy ją liczyć zgodnie z załącznikiem II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji szkła emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- topienie węglanów alkalicznych i metali ziem alkalicznych w surowcach,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne paliwa piecowe i surowce bazujące na kopalinach,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- inne paliwa,
- dodatki zawierające węgiel w tym koks oraz pył węglowy,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje pochodzące ze spalania.

Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji szkła podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie z załącznikiem II.

2.1.2. Emisje wynikające z procesu technologicznego.

CO₂ jest uwalniany w czasie topienia w piecach z węglanów, zawartych w surowcach, oraz z neutralizacji HF, HC1 i SO₂, zawartych w gazach spalinowych, wapniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie topienia i przemywania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do ogólnej wielkości emisji, ale w miarę możliwości, należy je wyszczególnić sprawozdaniu.

CO₂ z węglanów zawartych w surowcach, uwolnione w czasie topienia w piecu, jest bezpośrednio związane z produkcją szkła i może być obliczane w dwojaki sposób: na podstawie przetworzonej ilości węglanów z surowców – głównie z sody, wapna/wapnia, dolomitu i innych węglanów alkalicznych oraz węglanów ziem alkalicznych, uzupełnionych szkłem z odzysku (stłuczka) – (metoda obliczania A), lub na podstawie ilości tlenków alkalicznych w wyprodukowanym szkłe (metoda obliczania B). Obie te metody obliczeniowe traktuje się jako równorzędne.

Metoda obliczania A: węglany

Obliczanie węglanu polega na obliczeniu ilości zużytych węglanów. Stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum (\text{Dane dotyczące działalności}_{\text{węglany}} * \text{Współczynnik emisji}) + \sum (\text{Dodatki} * \text{Współczynnik emisji})) * \text{Współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności_{węglany} to ilość [t] CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, Ba CO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych w surowcach (soda, wapno/wapień, dolomit) przerobionych w okresie sprawozdawczym, jak również ilość dodatków zawierających węgiel.

Poziom 1

Masa CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, Ba CO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych oraz masa dodatków zawierających węgiel [t] na wejściu procesu, w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie odpowiedniego surowca, przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5% oraz przy wykorzystaniu danych dotyczących składu podanych w wytycznych w zakresie najlepszej praktyki przemysłowej dla odpowiednich rodzajów produktów.

Poziom 2

Masa CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, Ba CO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych oraz masa dodatków zawierających węgiel [t] na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 1,0% oraz przy zastosowaniu analizy składu przeprowadzonej zgodnie z wytycznymi podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Węglany

Współczynniki stechiometryczne węglanów na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w Tabeli 1

Tabela 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglany	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne węglany]	Uwagi
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Na ₂ CO ₃	0,415	
Ba CO ₃ ,	0,223	
Ogólnie: X _y (CO ₃) _z	Współczynnik emisji = [M _{CO2}] / (Y * [M _x] + Z * [M _{CO3²⁻]])}	X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO2} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44[g/mol] M _O = masa cząsteczkowa O =16 [g/mol] M _{CO3²⁻} = masa cząsteczkowa CO _{3²⁻} = 60[g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla CO _{3²⁻} = 1

Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

Dodatki

Konkretny współczynnik emisji określony zgodnie z wytycznymi podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

Metoda obliczania B: tlenki alkaliczne

Emisję CO₂ oblicza się na podstawie ilości wyprodukowanego szkła oraz na podstawie ilości CaO, MgO, Na₂O, BaO oraz innych ziem alkalicznych / składników alkalicznych szkła (dane dotyczące działalności WYJŚCIE). Współczynnik emisji jest korygowany dla uwzględnienia Ca, Mg, Na, Ba oraz innych ziem alkalicznych/alkali wprowadzanych do pieca nie jako węglany, a na przykład jako odzyskiwane szkło lub jako paliwa i surowce alternatywne z odpowiednią ilością CaO, MgO, Na₂O, BaO, lub innych ziem alkalicznych/tlenków alkalicznych (dane dotyczące działalności WEJŚCIE).

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{dane dotyczące działalności WYJŚCIE} - \text{dane dotyczące działalności WEJŚCIE}) * \text{współczynnik emisji}) + \Sigma (\text{dodatki} * \text{współczynnik emisji}) * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Pojęcie „dane dotyczące działalności WYJŚCIE - dane dotyczące działalności WEJŚCIE” oznacza masę [t] CaO, MgO, Na₂O, BaO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych przetworzonych z węglanów w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Ilość [t] CaO, MgO, Na₂O, BaO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym w na wejściu procesu oraz w produktach, oraz ilość dodatków zawierających węgiel, określona przez pomiary materiałów wejściowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 2,5% oraz z wykorzystaniem danych dotyczących składu podanych w wytycznych w zakresie najlepszej praktyki przemysłowej dla odpowiednich produktów i surowców.

Poziom 2

Ilość [t] CaO, MgO, Na₂O, BaO lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych użytych w okresie sprawozdawczym na wejściu procesu oraz w produktach, oraz ilość dodatków zawierających węgiel, określona przez pomiary materiałów wejściowych oraz produktów na poziomie instalacji, z dopuszczalną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą niż ± 1,0% oraz z wykorzystaniem analizy składu przeprowadzonej zgodnie z wytycznymi podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Węglany

Współczynniki stechiometryczne tlenków na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w Tabeli 2.

Tabela 2

Stechiometryczne współczynniki emisji

Tlenki	Współczynnik emisji [t CO ₂ / t Ca-, Mg-, Na-, Ba-, lub inne tlenki]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Na ₂ O	0,710	
BaO,	0,287	
Ogólnie: X _y (O) _z	Współczynnik emisji = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_z] + Z * [M_o]\}$	X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne M _z = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

Dodatki

Konkretne współczynniki emisji określone na podstawie postanowień rozdziału 10 załącznika I.

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiaru, zawarte w załączniku 1.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK X

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji wyrobów ceramicznych wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Brak szczegółowych treści dotyczących zakresu.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

W instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia/dolomitu znajdującego się w surowcach,
- wapień do redukcji substancji zanieczyszczających powietrze,
- konwencjonalne paliwa kopalne stosowane w piecach,
- alternatywne paliwa piecowe i surowce bazujące na kopalinach,
- paliwa piecowe z biomasy (odpady biomasy),
- inne paliwa
- materiały organiczne w surowcach glinianych,
- dodatki stosowane do wywołania porowatości, np. trociny lub polistyren,
- przemywanie gazów odlotowych.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje pochodzące ze spalania

Procesy spalania, które występują w instalacjach do produkcji wyrobów ceramicznych podlegają monitorowaniu i sprawozdawczości zgodnie załącznikiem II.

2.1.2. Emisje pochodzące z procesu technologicznego

CO₂ jest uwalniany w procesie wypalania surowców w piecu do wypalania oraz z neutralizacji HF, HCl i SO₂, występujących w gazach spalinowych, wapieniem lub innymi węglanami. Emisje pochodzące z rozpadu węglanów w procesie wypalania i przemywania stanowią część emisji pochodzącej z instalacji. Dodaje się je do ogólnej wielkości emisji, ale w miarę możliwości, należy je wyszczególnić sprawozdaniu. Do obliczania stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ całkowita [t]} = \text{Emisja CO}_2 \text{ materiał wsadowy [t]} + \text{Emisja CO}_2 \text{ odpylanie [t]}$$

2.1.2.1 CO₂ pochodzący z materiałów wsadowych.

CO₂ pochodzący z węglanów oraz z węgla zawartego w innych materiałach wsadowych oblicza się albo metodą opartą na ilości węglanów w surowcach (głównie wapień, dolomit) przetworzonych w procesie technologicznym (metoda obliczania A), lub stosując metodologię opartą na tlenkach alkalicznych w wyprodukowanej ceramice (metoda obliczania B). Te dwa podejścia uważane są za równoważne.

Metoda obliczania A: węglany

Kalkulacja oparta jest na węglanach w materiale wsadowym, włączając w to ilość wapienia stosowanego do neutralizacji HF, HCl i SO₂ w gazach spalinowych jak również ilość węgla zawartego w dodatkach. Unika się podwójnego liczenia w procesie wewnętrznego recyklingu pyłów.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\sum \{\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węglany}} * \text{współczynnik emisji}\} + \sum \{\text{dane dotyczące działalności}_{\text{dodatki}} * \text{współczynnik emisji}\}) * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności_{węglany} w okresie sprawozdawczym to ilość [t] CaCO₃, MgCO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych w surowcach (wapień/dolomit) i zawartość w nich CO₃²⁻, jak również ilość węgla [t] zawartego w dodatkach.

Poziom 1

Masa CaCO₃, MgCO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5 % oraz w oparciu o dane dotyczące składu podane w wytycznych na temat najlepszej praktyki przemysłowej w zakresie określonych rodzajów produktów.

Poziom 2

Masa CaCO₃, MgCO₃, lub innych ziem alkalicznych lub węglanów alkalicznych [t] oraz ilość [t] węgla zawartego w dodatkach na wejściu procesu w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora lub dostawcę, z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 1,0 % oraz z wykorzystaniem analizy składu przeprowadzonej zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Węglany

Stosunek stechiometryczny tlenków na wejściu i wyjściu z procesu pokazano w Tabeli 1

TABELA 1
Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglany	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t Ca-, Mg-, lub inne węglany]	Uwagi
CaO ₃	0,440	
MgO ₃	0,522	
Ogólnie: X _y (CO ₃) _z	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]}$	<p>X = ziemie alkaliczne lub metale alkaliczne</p> <p>M_x = masa cząsteczkowa X w [g/mol]</p> <p>M_{CO₂} = masa cząsteczkowa CO₂ = 44 [g/mol]</p> <p>M_{CO₃} = masa cząsteczkowa CO₃²⁻ = 60[g/mol]</p> <p>Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych)</p> <p>Z = liczba stechiometryczna dla CO₃²⁻ = 1</p>

Wartości te koryguje się w zależności od zawartości wilgoci i skał płonnych w stosowanych materiałach węglanowych.

Dodatki

Konkretny współczynnik emisji określony na podstawie rozdziału 10 załącznika 1.

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

Metoda obliczania B: tlenki alkaliczne

CO₂ powstałe przy wypalaniu jest obliczane na podstawie ilości wyprodukowanej ceramiki oraz CaO, MgO oraz innych tlenków alkalicznych (ziem) zawartych w ceramice (dane dotyczące działalności WYJŚCIE). Współczynnik emisji jest korygowany dla uwzględnienia już wypalonych Ca, Mg oraz innych ziem alkalicznych/alkalicznych składników wprowadzonych do pieca (dane dotyczące działalności WEJŚCIE), np. alternatywnych paliw i surowców z odpowiednią zawartością CaO lub MgO. Emisje wynikające z redukcji HF, HCl lub SO₂ oblicza się na podstawie wsadu węglanów, zgodnie z procedurami podanymi w metodzie obliczeń A.

Do obliczeń stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \sum \{[(\text{dane dotyczące działalności WYJŚCIE} - \text{dane dotyczące działalności WEJŚCIE}) * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}] + (\text{emisja CO}_2 \text{ z redukcji HF, HCl})\}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Termin „dane dotyczące działalności WEJŚCIE - dane dotyczące działalności WYJŚCIE” oznacza ilości [t] CaO, MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenki alkaliczne przetworzone z węglanów w okresie sprawozdawczym.

Poziom 1

Masa CaO, MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] na wejściu procesu i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 2,5 % oraz z wykorzystaniem danych dotyczących składu podanych w wytycznych na temat najlepszej praktyki przemysłowej w zakresie określonych rodzajów produktów i surowców.

Poziom 2

Masa CaO, MgO, lub innych ziem alkalicznych lub tlenków alkalicznych [t] na wejściu procesu i w wyrobach w okresie sprawozdawczym, uzyskana przez zważenie przez operatora z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością ± 1,0 % oraz z wykorzystaniem analizy składu przeprowadzonej zgodnie z postanowieniami podanymi w rozdziale 10 załącznika I.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Stosuje się stechiometryczne współczynniki tlenków na wejściu i wyjściu z procesu (patrz Tabela 2).

TABELA 2
Stechiometryczne współczynniki emisji

Węglany	Współczynnik emisji [t CO ₂] / [t Ca-, Mg- lub inne tlenki]	Uwagi
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Ogólnie: X _y (O) _z	Współczynnik emisji = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_o]\}}$	X = ziemie alkaliczne lub metale ziem alkalicznych M _x = masa cząsteczkowa X w [g/mol] M _{CO₂} = masa cząsteczkowa CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = masa cząsteczkowa O = 16 [g/mol] Y = liczba stechiometryczna dla X = 1 (dla metali ziem alkalicznych) = 2 (dla metali alkalicznych) Z = liczba stechiometryczna dla O = 1

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji = 1,0

2.1.2.2. CO₂ z przemywania gazów spalinowych

Emisja CO₂ wynikająca z przemywania gazów spalinowych jest obliczana na podstawie ilości CaCO₃ na wejściu. Stosuje się następujący wzór:

$$\text{emisje CO}_2 [\text{t CO}_2] = \text{dane dotyczące działalności} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji}$$

Przy czym:

(a) Dane dotyczące działalności

Poziom 1

Ilość [t] suchego CaCO₃ stosowanego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą ± 2,5 %.

Poziom 2

Ilość [t] suchego CaCO₃ stosowanego w okresie sprawozdawczym, określona przez zważenie przez operatora lub dostawcę z maksymalną dozwoloną dla procesu pomiarowego niedokładnością mniejszą ± 1,0 %.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne CaCO₃ jak pokazano w tabeli 1.

(c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2 Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.

ZAŁĄCZNIK XI

Wytyczne szczegółowe dotyczące instalacji do produkcji celulozy i papieru, wymienionych w załączniku I do dyrektywy

1. ZAKRES I KOMPLETNOŚĆ

Jeżeli dana instalacja eksportuje CO₂ pochodzący z paliwa kopalnego, na przykład do przyległej instalacji produkującej wytrącony węgiel wapnia (PCC), eksportu takiego nie zalicza się do emisji z instalacji eksportującej.

Jeżeli w danej instalacji dokonuje się przemywania gazu, a emisji pochodnych od tego procesu nie wlicza się do emisji z procesów dokonywanych w tej instalacji, ich wielkość oblicza się zgodnie z wytycznymi zawartymi w załączniku II.

2. OKREŚLANIE WIELKOŚCI EMISJI CO₂

Do procesów stosowanych w zakładach produkcji celulozy i papieru, będących potencjalnymi źródłami emisji CO₂, należą:

- kotły energetyczne, turbiny gazowe i inne urządzenia służące do procesów spalania, wytwarzające parę lub energię dla papierni,
- kotły regeneracyjne i inne urządzenia, w których spala się zużyte alkohole stosowane do rozcierania pulpy celulozowej,
- piece do spopielania,
- piece do prażenia wapienia i piece do kalcynacji,
- przemywanie gazów spalinowych,
- suszarki zasilane gazem lub innym paliwem kopalnym (takie jak suszarki na podcierwień).

Oczyszczanie ścieków i wysypiska, włącznie z czynnościami oczyszczania ścieków beztlenowych lub fermentacji i wysypiskami, na które usuwa się odpady z papierni, nie są wymienione w załączniku I do dyrektywy, w związku z czym ich emisje nie są objęte zakresem postanowień dyrektywy.

2.1. Obliczanie wielkości emisji CO₂

2.1.1. Emisje ze spalania

Emisje pochodzące z procesów spalania zachodzących w instalacjach zakładów produkcji celulozy i papieru podlegają monitorowaniu zgodnie z postanowieniami załącznika II.

2.1.2. Emisje pochodzące z procesów technologicznych

Emisje powodowane są w zakładach produkcji celulozy i papieru użyciem węglanów jako uzupełnianych związków chemicznych. Co prawda straty sodu i wapienia powstające w systemie odzyskiwania i w obrębie procesu kaustyzacji są z reguły rekompensowane przez zastosowanie środków chemicznych nie zawierających węglanów, niemniej jednak czasami używa się niewielkich ilości węgla wapnia (CaCO₃) i węgla sodu (Na₂CO₃), powodujących emisje CO₂. Węgiel zawarty w tych związkach chemicznych jest zazwyczaj węglem pochodzenia kopalnego, chociaż w niektórych wypadkach (np. Na₂CO₃ kupowany od zakładów stosujących procesy pół-chemiczne na bazie sodu) zdarza się, że jest to węgiel pochodzący z biomasy.

Przyjmuje się, że węgiel zawarty w tych związkach chemicznych emitowany jest w postaci CO₂ z pieców do prażenia wapienia i kotłów regeneracyjnych. Wielkość tych emisji ustala się zakładając, że cały węgiel zawarty w CaCO₃ i Na₂CO₃, stosowany w procesach odzyskiwania i kaustyzacji, wypuszczany jest do atmosfery.

Uzupełnianie wapienia jest niezbędne ze względu na straty powstające w procesie kaustyzacji, w przeważającej części w postaci węgla wapnia.

Wielkość emisji CO₂ oblicza się następująco:

$$\text{emisje CO}_2 = \sum \{(\text{dane dotyczące działalności}_{\text{węgiel}} * \text{współczynnik emisji} * \text{współczynnik konwersji})\}$$

gdzie:

(a) Dane dotyczące działalności

Dane dotyczące działalności_{węgiel} są to ilości CaCO₃ i Na₂CO₃ użytych w procesie.

Poziom 1

Ilości [t] CaCO₃ i Na₂CO₃ użytych w procesie, ważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±2,5%.

Poziom 2

Ilości [t] CaCO₃ i Na₂CO₃ użytych w procesie, ważone przez operatora lub dostawcę przy maksymalnym dopuszczalnym błędzie dla procesu pomiarowego wynoszącym ±1,0%.

(b) Współczynnik emisji

Poziom 1

Współczynniki stechiometryczne [t_{CO2}/t_{Na2C6s}] dla węglanów nie pochodzących z biomasy przedstawione są w tabeli 1. Węgla pochodzące z biomasy waży się ze współczynnikiem emisji wynoszącym 0 [t CO₂/t Węgla].

TABELA 1

Stechiometryczne współczynniki emisji

Typ i pochodzenie węgla	Współczynnik emisji [t CO ₂ /t węgla]
CaCO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji papieru	0,440
Na ₂ CO ₃ jako związek uzupełniany w zakładach produkcji papieru	0,415
CaCO ₃ pochodzący z biomasy	0,0
Na ₂ CO ₃ pochodzący z biomasy	0,0

Wartości te koryguje się ze względu na odpowiednią wilgotność i zawartość skał płonnych w stosowanym materiale węglanowym.

c) Współczynnik konwersji

Poziom 1

Współczynnik konwersji: 1,0

2.2. Pomiar wielkości emisji CO₂

Stosuje się wytyczne dotyczące pomiarów zawarte w załączniku I.

3. OKREŚLANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH INNYCH NIŻ CO₂

Szczegółowe wytyczne na temat ustalania wielkości emisji gazów cieplarnianych innych niż CO₂ mogą zostać opracowane na późniejszym etapie, zgodnie z odpowiednimi postanowieniami dyrektywy.