KOBiZE
Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami

Wytyczne

Wytyczne na temat monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do zasad bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji

Tłumaczenie robocze

Tłumaczyła:
Sylwia Kryłowicz

WARSZAWA, MAJ 2019

IOŚ-PIB
INSTYTUT OCHRONY ŚRODOWISKA – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY
INSTITUTE OF ENVIRONMENTAL PROTECTION – NATIONAL RESEARCH INSTITUTE

Przedstawiony materiał pomocniczy stanowi robocze tłumaczenie, przygotowane przez pracowników KOBIZE, dokumentu Komisji Europejskiej „Guidance Document No. 5 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS post 2020 Guidance on Monitoring and Reporting in Relation to the Free Allocation Rules„ opublikowanego w celu ułatwienia w dostosowaniu się do wymogów rozporządzenia delegowanego Komisji Europejskiej (UE) nr 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

W razie jakichkolwiek wątpliwości, do momentu publikacji oficjalnego tłumaczenia, rozstrzygająca jest wersja anglojęzyczna tłumaczonego dokumentu opublikowana pod adresem internetowym https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/p4_gd5_mr_guidance_en.pdf

Materiał przedstawia poglądy autorów i nie odzwierciedla stanowiska Ministerstwa Środowiska oraz innych organów administracji rządowej.

Niniejszy dokument może być używany, kopiowany i rozpowszechniany, w całości lub w części, wyłącznie w celach niekomercyjnych ze wskazaniem źródła ich pochodzenia.

Działalność KOBiZE jest finansowana ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL
CLIMATE ACTION

Directorate B - European and International Carbon Markets

Dokument nr 5 z wytycznymi
dotyczącymi zharmonizowanej metodyki przydziału bezpłatnych uprawnień w systemie EU ETS po 2020 r.

Wytyczne na temat monitorowania i sprawozdawczości w odniesieniu do zasad bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji

Wersja wydana 22 lutego 2019 r.

Wytyczne nie stanowią oficjalnego stanowiska Komisji i nie są prawnie wiążące. Niniejsze wytyczne mają jednak na celu wyjaśnienie wymogów ustanowionych w dyrektywie EU ETS i FAR i mają zasadnicze znaczenie dla zrozumienia tych prawnie wiążących zasad.

Spis treści

1. WPROWADZENIE 6
1.1 Zakres niniejszych wytycznych 6
1.2 Gdzie szukać wytycznych 7
2. WYTYCZNE DO M&R DLA ZASAD PRZYDZIAŁÓW 7
2.1 W którym miejscu należy zacząć czytać wytyczne? 7
2.2 Co nowego w fazie 4 w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w kontekście bezpłatnych uprawnień? 10
2.2.1 Nowe elementy dyrektywy 10
2.2.2 Nowe elementy w FAR 10
2.2.3 Nowe element weryfikacji 12
2.3 Uwagi dotyczące konkretnych sytuacji w instalacji 12
2.3.1 Instalacja o niskim poziomie emisji 12
2.3.2 Instalacja nowa 13
2.3.3 Rezygnacja z bezpłatnego przydziału 13
2.3.4 Połączenia/podziały 13
3. CYKL RAPORTOWANIA Z EU ETS (LUB: OGÓLNY SYSTEM MRVA) 14
4. POJĘCIA I PODEJŚCIA 15
4.1 Co to są benchmarki i podinstalacje w systemie EU ETS? 15
4.2 Czym są „wielkość produkcji, produkty i emisje" podinstalacji? 16
4.3 Przypisane emisje 22
4.4 Dalsze zasady podziału danych na podinstalacje 22
4.5 Przykład podziału instalacji na podinstalacje 23
4.6 Terminy używane w MRR i AVR (monitorowanie emisji) 29
4.7 Warunki wprowadzone przez FAR ważne dla zasad monitorowania 31
5. PLAN METODYKI MONITOROWANIA (MMP) 35
5.1 Zawartość planu metodyki monitorowania 35
5.2 Opracowanie MMP 36
5.3 Zatwierdzenie MMP 39
5.3.1Harmonogram 39
5.3.2Inne uwagi dotyczące MMP dla pierwszego NIM na okres 2021-2025 i później 40
5.3.3Weryfikacja bez zatwierdzonego MMP 42
5.4 Zasada zatwierdzanie aktualizacji MMP 42
5.5 System kontroli 43
5.6 Unikanie luk w danych 44
5.6.1Tymczasowe odstępstwa od zatwierdzonego MMP 44
5.6.2Brakujące dane 44
5.6.3Podejścia zachowawcze 45
6. ZASADY MONITOROWANIA 46
6.1 Przegląd zasad monitorowania FAR 46
6.2 Ogólne zasady 47
6.3 Dane na poziomie instalacji i podzielone podinstalacje 48
6.3.1 Wykorzystanieprzyrządów pomiarowych na podinstalacji 48
6.3.2. Podział na podinstalację bez bezpośredniego pomiaru na przyrządzie pomiarowym 51
6.4 Wyznaczanie danych bezpośrednich i pośrednich 52
6.5 Przykłady pośrednich metod określania i korelacji 53
6.6 Wybór najdokładniejszego źródła danych 55
6.6.1 Hierarchia źródeł danych 56
6.6.2Techniczna wykonalność i nieracjonalne koszty 59
6.6.3 Uproszczona ocena niepewności 60
6.7 Obsługa stacjonarnych urządzeń technicznych używanych przez kilka podinstalacji 62

6.8 Monitorowanie poziomów produkcji 62
6.9 Monitorowanie mierzalnego ciepła 63
6.10 Zasady dotyczące CHP 64
6.11 Przepisy dotyczące przepływów ciepła między granicami 65
6.12 Szczegółowy bilans cieplny 65
6.13 Wyznaczanie granic podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie 67
6.14 Określenie granic podinstalacji wytwarzającej emisyjne procesowe 69
6.15 Zasady dotyczące gazów odlotowych 70
6.16 Monitorowania wytwarzania energii elektrycznej 70
7. ZAŁĄCZNIK A –PODSTWOWE ZAŁOŻENIA 72
7.1 Co to są podinstalacje objęta wskaźnikiem emisyjności dla produktów? 72
7.2 Benchmark produktowe i rezerwowe 75
7.3 Emisje przypisane 76
7.3.1Przykłady: Ogólne wprowadzenie 90
7.3.2 Przykłady: tylko paliwo i materiał (FM) 91
7.3.3Przykłady: mierzalne przepływy ciepła (MH) 92
7.3.4Przykłady: Gazy odlotowe (WG) 99
7.3.5Przykłady: energia elektryczna (Elec) 103
8 Załącznik B –skróty 105

1. WPROWADZENIE

1.1 Zakres niniejszych wytycznych

Niniejsze wytyczne stanowią część grupy dokumentów, których celem jest wspieranie państw członkowskich i ich właściwych organów w całej Unii, w spójnym wdrażaniu metodologii przydziału w czwartym okresie rozliczeniowym w systemie EU ETS (po 2020r.) Metodologia została ustanowiona rozporządzeniem delegowanym Komisji przyjętym w dniu 19 grudnia 2018 r. *w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii zgodnie z art. 10a dyrektywy2003/87/WE Parlamentu Europejskiego I Rady*[1] *(„Free Allocation Rules*", dalej: FAR).Dokument nr 1 w sprawie ogólnych wytycznych dotyczących metodologii przydziału zawiera przegląd podstaw prawnych dla grupy wytycznych. Wyjaśnia również, w jaki sposób różne wytyczne odnoszą się do siebie nawzajem i zawiera w załączniku słownik ważnej terminologii stosowanej we wszystkich wytycznych.

Obecny dokument obejmuje następujące główne obszary:

- Po pierwsze, „wytyczne" zawierającnowezagadnienia w temacie bezpłatnych uprawnień do emisji w czwartej fazie EU ETS (rozdział 2);
- Rozdział 3 przedstawia przegląd związanego z FAR (rocznego) „cyklu raportowania", a rozdział 4 wprowadza podstawowe pojęcia istotne dla monitorowania danych istotnych dla analizy porównawczej w EU ETS;
- Rozdziały 5 i 6 zawierają wskazówki dotyczące wymogów monitorowania i sprawozdawczości wprowadzonych przez FAR, a zwłaszcza wymogów dotyczących **planu metodologii monitorowania** (MMP);
- Załączniki zawierają szczegółowe informacje na temat ważnych pojęć „podinstalacja" i „emisje przypisane", a także przegląd definicji, stosowanych skrótów i tekstów legislacyjnych.

Uwaga dotycząca nierozstrzygniętych kwestii w tej wersji poradnika

Ponieważ brak jest decyzji w sprawie metodologii zmian przydziału oraz danych o nowych benchmarkach, niektóre elementy niniejszych wytycznych są jeszcze niedookreślone. Dotyczy to w szczególności kwestii związanych z aktem wykonawczym, który ma zostać przyjęty w sprawie szczegółowych zasad dotyczących zmian przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji i aktualizacji wartości wskaźników emisyjności (Benchmarki).Może to również dotyczyć odniesień do samego aktu prawnego lub towarzyszących mu wytycznych, które nie zostały jeszcze przygotowane lub sfinalizowane.

[1]Dz. Urz. UE L 59 z 27.02.2019, str.8

1.2 Gdzie szukać wytycznych

Wszystkie wytyczne Komisji, FAQ I szablony dotyczące zasad bezpłatnego przydziału można znaleźć pod adresem:
https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances_en#tab-0-1

Ponadto Komisja dostarczyła obszerny zestaw materiałów informacyjnych dotyczących MRVA (monitorowanie, sprawozdawczość, weryfikacja i akredytacja) w ramach system EU ETS[2].Zakłada się, że użytkownik bieżącego dokumentu jest zaznajomiony przynajmniej z podstawowymi zasadami MRVA.

2. WYTYCZNE DO M&R DLA ZASAD PRZYDZIAŁÓW

Ten rozdział zawiera trzy narzędzia umożliwiające szybki przegląd zasad dotyczących bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji w 4 fazie EU ETS (2021–2030):

- Sekcja 2.1 zawiera wskazówki dla różnych zainteresowanych stron (prowadzących instalację, weryfikatorów, pracowników organu właściwego, krajowych jednostek akredytujących), na podstawie, których wytyczne dostarczają im najszybszego sposobu poznania nowych zasad potrzebnych do bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji w 4 fazie EU ETS.
- Sekcja 2.2 zapewnia szybki przegląd nowych elementów prawodawstwa dla 4 fazy, w tym bardziej szczegółowe odniesienia do rozdziałów niniejszych wytycznych.
- Sekcja 2.3 zawiera dodatkowe informacje dla prowadzących instalacji w szczególnych sytuacjach (instalacje nowe, instalacje, które mogą zostać wyłączone z systemu EU ETS, rezygnacja z przydziału, połączenia i podziały instalacji).

2.1 W którym miejscu należy zacząć czytać wytyczne?

Idealny punkt wejścia do czytania na temat monitorowania, raportowania i weryfikacji (MRV) w odniesieniu do zasad bezpłatnej przydziału uprawnień do emisji (FAR) zależy od roli, a także od wcześniejszych doświadczeń z systemem EU ETS.Chociaż ten dokument został zaprojektowany tak, aby był ogólnie zrozumiały bez uprzedniego przeczytania innych dokumentów, i także próbuje uniknąć powtórzeń z innych dokumentów. W zależności od sytuacji obowiązują następujące zasady:

- Prowadzący instalacji dotychczas działającą, któremu przydzielonobezpłatnie uprawnienia do emisji w 3 fazie (2013-2020) EU ETS:
  - Będziecie zainteresowani zmianami w metodologii przydziału dla 4 fazy. Powinien zacząć od przeczytania sekcji 2.2 tego dokumentu, zanim zdecyduje się, które inne sekcje są istotne dla swojej instalacji.
  - Ponieważ będziesz musiał przygotować plan metodologii monitorowania(MMP), nie można pominąć rozdziału 5, tego dokumentu. W rozdziale 5.3 znalazły się terminy i obowiązki, odnoszące się do planu metodologii monitorowania (MMP).
  - Następnie należy zapoznać się z innymi dokumentami z tej serii (jak wspomniano w sekcji 1.2): Aby zapewnić poprawne raportowanie danych podstawowych, należy spojrzeć na dokument wytycznych nr 3. Szczegółowe informacje na temat nowego procesu przydziału znajdują się wdokumnecie nr 2, w tym jak podzielić instalację na podinstalacje.

[2] **https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring_en#tab-0-1**– see in particular the section “Quick

- W przypadku **planów metodyki monitorowania (**MMP) należyzrozumieć podstawowe zasady i koncepcje monitorowania. Zostały one opisane w niniejszym dokumencie, rozdziały od 4 do 6.
- W zależności od instalacji, możesz byćzainteresowany również zasadami transferu ciepła między instalacjami (wyjaśnione w dokument nr 6), oczyszczania gazów odlotowych (dokument nr 8 i dokument nr 9), które wyjaśniają szczegółowe granice systemu podinstalacji i specjalne wymagania dotyczące danych dla wszystkich benchmarków produktowych.

- Prowadzący instalacje, która po raz pierwszywystępuje o bezpłatny przydział uprawnień do emisjiw systemie EU ETS:
  - Zaleca się rozpoczęcie od przeczytania dokumentu nr 1 tej serii (źródło tych dokumentów podano w sekcji 1.2) na temat ogólnej metodologii przydziału, a następnie dokumentu nr 2 w zakresie zrozumienia zasad podziału instalacji na podinstalacje.
  - Zanim zacznie się przygotowywać **plan metodologii monitorowania (MMP)** dla instalacji, dużo ważnych informacji znajduje się również dokumencie nr 3 zasady wypełniania szablonu raportu przydatnego do zrozumienia, jakie dane będą wymagane w raporcie dotyczącym danych podstawowych. W tym ostatnim procesie kontynuuj czytanie bieżącego dokumentu, w szczególności rozdziałów 4–6.
  - W zależności od instalacji, również ważne będzie zainteresowany zasadami transferu ciepła pomiędzy instalacjami dokument nr 6, oczyszczania gazów odlotowych dokument nr 9, który szczegółowo wyjaśnia granice systemu podinstalacji i specjalne wymagania dotyczące danych dla wszystkich wskaźników produktu.
  - Ze względu na związek między rocznym monitorowaniem wielkości emisji (zgodnie z MRR) a monitorowaniem wymaganym przez FAR będą przydatne zasady i podstawy monitorowania MRR.Taki jest cel MRR i Wytycznych „Ogólne wytyczne dotyczące instalacji".
- Prowadzący instalacji zakwalifikowaną, jako „instalacja wytwarzająca energię elektryczną" lub instalacja w celu wychwytywania, transportu lub geologicznego składowania CO_2, która nie wytwarza ciepła lub innych produktów kwalifikujących się do bezpłatnego przydziału:
  - Zasadniczo takie instalacje nie kwalifikują się do bezpłatnego przydziału na mocy art. 10a dyrektywy. Jednak w celu potwierdzenia tego statusu prowadzący instalację uzna za przydatne nawiązanie kontaktu z odpowiedzialnym właściwym organem (CA) . Niektóre właściwe organy mogą nadal wymagać od prowadzącego instalację potwierdzenia tej sytuacji, np. przesyłając (pustego) raportu dotyczącego danych podstawowych (bez weryfikacji). Czytanie któregokolwiek z dokumentów przewodnich związanych z FAR jest opcjonalne. Przydatne są wytyczne Komisji dotyczące identyfikacji wytwórców energii elektrycznej[3].
  - Jeśli instalacja wytwarzająca energie elektryczną znajduje się w jednym z państw członkowskich kwalifikujących się do przyznania wsparcia na mocy art. 10c dyrektywy EU ETS („Opcja przejściowego bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji na modernizację sektora energetycznego"), wskazane jest skontaktowanie się z organem właściwy odpowiedzialnym za wdrożenie tego artykułu.
- Prowadzący instalacje, która zamierza zrezygnować z bezpłatnego przydziału:
  - Sekcja 2.3.3 niniejszych wytycznych powinna pomóc zrozumieć konsekwencje rezygnacji z bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji, a także powiązań z tym obowiązki i terminy.
  - Jeśli po przeczytaniu tej sekcji dojdziesz do wniosku, że nadal chcesz ubiegać się o bezpłatny przydział uprawnień do emisji dla swojej instalacji, przejdź dalej do sekcji, jak napisano powyżej dla innych prowadzących instalację.
- Prowadzący instalacje nową:
  - Prowadząca instalacja nową, która otrzymała zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych (tj. zezwolenie wydane zgodnie z art. 52 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. *o systemie handlu*

[3]https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_electricity_generators_en.pdf

uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych[4](5 i 6 dyrektywy EU ETS) odpowiednio po dniu 30 czerwca 2019 r. lub dniu 30 czerwca 2024 r., Podczas gdy wymagania dotyczące planów metodologii monitorowania i dostarczania danych podstawowych potrzebnych do przydziału dla organów właściwych są podobne i oparte na tych samych zasadach FAR, czas składania wniosków będzie inny.

  - Proszę zapoznać się najpierw z sekcją 2.3.2 niniejszego dokumentu, jak również dokumentu wytycznych nr 7 („Wytyczne na temat instalacji nowych i zamykanych"), zanim przejdzie się dalej do wytycznych dla „Prowadzący instalacji, która jest nowa w temacie bezpłatnego przydziału "powyżej.

- Operator statków powietrznych: bezpłatny przydział uprawnień do emisji dla operatorów statków powietrznych nie podlega art. 10a dyrektywy EU ETS. A informacje na temat monitorowania można znaleźć w MRR „Krótki przewodnik dla operatorów statków powietrznych" i dokumencie wytycznych MRR nr 2 „Ogólne wytyczne dla operatorów statków powietrznych".
- Weryfikator:
  - Dokument Wytycznych nr 4 dotyczący w szczególności weryfikacji danych wymaganych przez FAR.
  - Ponadto, w celu zrozumienia wymogów nałożonych na prowadzącego instalację, wskazane jest przeczytanie tych samych dokumentów, które zostały zaproponowane powyżej dla „prowadzących instalacje nowe w temacie bezpłatnych przydziału uprawnień do emisji w EU ETS".
  - Jak zaleca dokument wytycznych nr 4, ogólne zasady weryfikacji EU ETS powinny być znane weryfikatorom. W tym celu należy zapoznać się z materiałem informacyjnym dostarczonym dla AVR, w szczególności z wytyczne: „Wytyczne i objaśnienia dotyczące rozporządzenia w sprawie akredytacji i weryfikacji (odniesienia znajdują się w sekcji 1.2).
- Organ właściwy z doświadczeniem w 3 fazy:
  - Będą zainteresowani zmianami w metodologii przydziału dla 4 fazy. Zacznij od przeczytania sekcji 2.2 tego dokumentu, zanim przeczytasz dalsze części tych wytycznych.
  - Następnie należy zapoznać się zinnymi wytycznymi z tej serii (wymienionymi w sekcji 1.2).
- Pracownicy właściwego organu nowi w temacie bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji:
  - Zaleca się rozpoczęcie od przeczytania wytycznych nr 1 tej serii (źródło tych dokumentów podano w sekcji 1.2) na temat ogólnej metodologii przydziału, a następnie wytycznych nr 2, aby dowiedzieć się o podziale instalacji na podinstalacje.
  - Znajdziesz również w wytycznych nr 3 w zakresie wypełnieniu szablonu raportowania przydatnego informacje do zrozumienia, jakie dane będą wymagane w raporcie dotyczącym danych podstawowych, a także rozdziały 4 do 6 bieżącego dokumentu na temat wymagań dotyczących planów metodologii monitorowania instalacji.
- Krajowe jednostki akredytujące (NAB):
  - Obecny dokument pozwala zrozumieć różne rodzaje danych, które weryfikator musi sprawdzić w porównaniu z rocznymi danymi dotyczącymi emisji w ramach weryfikacji rocznych raportów na temat wielkości emisji. Zapewni to lepsze zrozumienie wytycznych nr 4 (weryfikacja danych FAR), które będą Twoim głównym źródłem informacji, jeśli chodzi o nadzór nad weryfikatorami przeprowadzającymi weryfikację danych FAR.
  - Ogólne zasady weryfikacji EU ETS można jednak wyciągnąć z materiałów informacyjnych dla AVR, w szczególności z Wytyczne: „Wytyczne i objaśnienia dotyczące rozporządzenia w sprawie akredytacji i weryfikacji". Istniejetakże krótki przewodnik AVR dla NABs (w celu uzyskania referencji patrz rozdział 1.2).

[4]Dz. U. z 2018 r. poz. 1201 z zm.

2.2 Co nowego w fazie 4 w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w kontekście bezpłatnych uprawnień?

2.2.1 Nowe elementy dyrektywy

W porównaniu z zasadami bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji dla 3 fazy, następujące elementy są nowe w systemie EU ETS, wprowadzone dyrektywą 2019/410, i są odpowiednio odzwierciedlone w FAR:

- Długość 4 fazy systemu EU ETS wynosi dziesięć lat (2021–2030), ale przydział jest obliczana ex ante dla dwóch oddzielnych „okresów przydziału" po pięć lat (2021–2025 i 2026–2030). Jako podstawą przydziału są „dane podstawowe", które muszą być gromadzone przez państwa członkowskie a dostarczane przez prowadzących instalacje. Przydział jest obliczany w oparciu o odpowiednie „okresy odniesienia" to jest lata 2014–2018 i 2019–2023 i są one określone w dyrektywie (art. 11 ust. 1).
- Ten sam artykuł wskazuje, że bezpłatne przydziały uprawnień do emisji może być przyznany tylko prowadzącym instalację, którzy przedłożyły odpowiednie wniosek z danymi (niniejsze wniosek jest określane, jako „raport dotyczący danych podstawowych"" w FAR i w niniejszych wytycznych)
- Wartości wskaźnika emisyjności (benchmarków) będą aktualizowane (art. 10a ust. 2 dyrektywa), co pięć lat na podstawie tego zgromadzonych danych z wniosków, z wykorzystaniem odpowiednio lat 2016-2017 i 2021-22. Nie przewiduje się zmiany listy wskaźników emisyjności dla produktów (benchmarków)[5]. Ma to duży wpływ na wymagania dotyczące danych, ponieważ „przypisane emisje na poziomie podinstalacji" są wymagane do obliczenia wskaźnika referencyjnego. Koncepcja ta została szczegółowo wyjaśniona w punktach 4.3 i 7.3 niniejszych wytycznych.
- Będzie tylko jedna lista sektorów lub podsektorów uważanych za narażonych na znaczące ryzyko ucieczki emisji, mająca zastosowanie przez pełne dziesięć lat 4 fazy.
- Następujące nowe elementy mają zastosowanie do zmian w bezpłatnych przydziałach uprawnień do emisji w okresach przydziału.
  - Tylko dla instalacji, które będą po raz pierwszy objęte systemem EU ETS „greenfield plants" będą uważane za „instalację nowe" zgodnie z nową definicją zawartą w art. 3 lit. h) dyrektywy;
  - Zmiany poziomu działalności spowodują zmiany przydziału - szczegółowe zasady nie zostały jeszcze opracowane (rozporządzenie „ALC")
  - Zmiany przydziałów nie będą już oparte na zmianach zdolności produkcyjnej - dlatego też nie ma potrzeby monitorowania i raportowania informacji o zmianach zdolności produkcyjnej.

2.2.2 Nowe elementy w FAR

Następujące elementy są nowe w FAR w porównaniu z CIMs 3 fazy:

- Szczegółowe zasady monitorowania i raportowania wszystkich danych wymaganych do bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji i aktualizacji wartości wskaźników emisyjności są

[5]W drodze odstępstwa dotyczącego wartości odniesienia dla związków aromatycznych, wodoru i gazu syntezowego dyrektywa EU ETS wymaga, aby te wartości odniesienia zostały skorygowane o taki sam procent, jak wskaźnik referencyjny rafinerii, w celu zachowania równych warunków dla producentów tych produktów. W związku z tym dane bazowe zgromadzone dla podinstalacji związków aromatycznych, wodoru i gazu syntezowego nie zostaną wykorzystane do aktualizacji wartości odniesienia dla tych produktów. Jednakże FAR nie zawiera wyjątku dotyczącego zgłaszania emisji przypisanych podinstalacji i danych bazowych dla tych wskaźników emisyjności dla produktów.

określone w rozporządzeniu FAR, podczas gdy w 3 fazie były one dostępne tylko w wytycznych. Reguły te obejmują następujące elementy:

- Od prowadzących instalacje wymaga się posiadania „planu metodologii monitorowania" (MMP), jako podstawy monitorowania danych podstawowych. Jest to zgodne z koncepcją „raportu metodologicznego" wymaganego w trzeciej fazie. Obejmuje on nie tylko opis źródeł danych wykorzystywanych do danych historycznych, ale także perspektywiczne podejścia do rzeczywistego monitorowania zestawów danych w czasie.
- MMP musi zostać zatwierdzony przez organ właściwy, podobnie jak plan monitorowania (MP) w ramach rozporządzenia w sprawie monitorowania i sprawozdawczości (MRR) mającego zastosowanie do rocznych emisji. Jednak ze względu na ograniczenia czasowe uznaje się, że takie zatwierdzenie może nie być możliwe na czas przedłożenia pierwszego raportu dotyczącego danych podstawowych (w 2019 r.) . Dlatego też, jeżeli organ właściwy (nie zdecyduje się na wymaganie wcześniejszego zatwierdzenia MMP, weryfikator będzie musiał ocenić MMP pod kątem pierwszego przedłożenia raportów dotyczącego danych podstawowych, podobnie jak w przypadku raportów metodologicznych w 3 fazie; pociąga to za sobą sprawdzenie, czy jest to zgodne z FAR.
- Minimalna zawartość MMP jest zdefiniowana w załączniku VI do FAR. Komisja opublikowała szablon MMP. FAR zawiera szczegółowe zasady podziału instalacji na podinstalacje (art. 10), unikania podwójnego liczenia i pominięć oraz przypisywania emisji do podinstalacji na potrzeby aktualizacji wskaźników emisyjności (załącznik VII sekcja 10).
- Sekcja 4.3 i 7.3 tego dokumentu wyjaśniają szczegółowe zasady wyboru najdokładniejszych źródeł danych. W porównaniu z MRR koncepcja ta stanowi swego rodzaju „przejrzystość poziomów", z hierarchią przewidzianą dla wyboru źródeł danych (sekcja 4 załącznika VII FAR, wyjaśniona w sekcji 6.6 niniejszego dokumentu). Ocena niepewności jest wymagana tylko w celu podania przyczyny odchylenia od głównej hierarchii podejść.
- Podobnie jak w MRR, kluczowym elementem dla zapewnienia, jakości danych jest to, że prowadzący instalację musi wdrożyć system kontroli wewnętrznej, który obejmuje ocenę ryzyka. Więcej informacji można znaleźć w sekcji 5.5.
- Podobnie, wymagane jest ciągłe doskonalenie MMP, ale nie przewiduje się sprawozdań z poprawy (art. 9 dotyczący aktualizacji MMP). Wskazówki znajdują się w sekcji 5.5. Aby zminimalizować luki w danych, FAR przewiduje, że - w miarę możliwości bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów - alternatywne źródła danych muszą być wymienione w MMP, obok głównego źródła na podstawie najdokładniejszych źródeł danych. Prowadzących instalacji może tym samym zapewnić potwierdzenie głównych danych (patrz sekcja 5.6).
- Minimalna zawartość raportu dotyczącego danych podstawowych podana jest w załączniku IV do FAR. Komisja Europejska przedstawiła szablon zapewniający harmonizację tych raportów w całej UE. FAR wymaga, aby raporty dotyczące danych podstawowych były weryfikowane przez akredytowanego weryfikatora, zgodnie ze (zmienionym) rozporządzeniemwykonawczym Komisji (UE) 2018/2067 z dnia 19 grudnia 2018 r. *w sprawie weryfikacji danych oraz akredytacji weryfikatorów na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*[6] (AVR). Więcej informacji można znaleźć w wytycznych nr 4 dotyczącym weryfikacji danych FAR.

  Aby otrzymać bezpłatny przydział uprawnień do emisji, prowadzący instalację musi złożyć wniosek o bezpłatny przydział, w określonym terminie[7], składający się z:
  - ✓ Raport dotyczącego danych podstawowych;
  - ✓ Sprawozdania z weryfikacji;
  - ✓ Planu metodyki monitorowania, zatwierdzany przez organ właściwy chyba, że został już zatwierdzony oceniony przez weryfikatora.

[6]Dz. Urz. UE L 334 z 31.12.2018, str.9 4

[7]art. 5 ust. 1 FAR stanowi „4 miesiące przed terminem określonym w art. 11 ust. 1 dyrektywy EU ETS" jako termin (tj. 31 maja 2019 r. I 2024 r.) Jako ten termin.Jednakże państwa członkowskie otrzymują opcja umożliwia przesunięcie tego terminu o jeden miesiąc do przodu lub do tyłu.

- Wniosek o bezpłatny przydział uprawnień do emisji jest dobrowolny.
- Prowadzący instalację mogą ponadto zrezygnować z bezpłatnego przydziału, np., jeżeli obciążenie administracyjne jest postrzegane, jako większe niż korzyści z bezpłatnych przydziałów. Prowadzący instalację jest zobowiązany do monitorowania i raportowania danych określonych w niniejszych wytycznych tylko wtedy, gdy zamierza ubiegać się o bezpłatne przydziały uprawnień do emisji. Proces ustalania bezpłatnych przydziałów uległ zmianie, w szczególności z powodu aktualizacji wartości wskaźników emisyjności. Dalsze szczegóły można znaleźć w dokumencie z wytycznymi nr 1.Ogólna struktura zasad obliczania bezpłatnego przydziału na podstawie wskaźników emisyjności dla produktu, historycznych poziomów aktywności (HAL), metod rezerwowych i różnych współczynników korekcyjnych pozostała w dużej mierze niezmieniona.

2.2.3 Nowe element weryfikacji

Dla danych FAR opracowano szczegółowe zasady weryfikacji i akredytacji weryfikatorów. Zasady te są zawarte w zmienionymrozporządzeniu AVR. Wytyczne 4 zawierają szczegółowe informacje na temat interpretacji tych zasad.

2.3 Uwagi dotyczące konkretnych sytuacji w instalacji

2.3.1 Instalacja o niskim poziomie emisji

Jeśli instalacja należy do jednej z kategorii objętych art. 27 lub 27a dyrektywy EU ETS, państwo członkowskie może podjąć decyzję o wyłączeniu instalacji z systemu EU ETS pod pewnymi warunkami (w przypadku art. 27 muszą być zastosowane równoważne środki redukcji emisji).
Jeśli w danym państwo członkowskie występuje ta opcja, prowadzący instalację musisz uzyskać dalsze wskazówki od organu właściwego. Będziesz jednak musiał kontynuować monitorowanie rocznych emisji, a także danych istotnych dla bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji, aby przygotować się na sytuację, w której instalacja przekracza odpowiednie progi wyłączenia z systemu EU ETS. Będziesz także musiał przesłać raportdotyczący danych podstawowychi MMP do organu właściwego. Jednakże organ właściwy może wprowadzić w tym celu uproszczone wymogi[8].

[8]W szczególności w przypadku wykluczenia zgodnie z art. 27a ust. 3 państwo członkowskie może wymagać monitorowania wyłącznie godzin pracy.

2.3.2 Instalacja nowa

Przez "nową instalację" należy rozumieć każdą instalację wykonującą jedną lub więcej działań wymienionych w załączniku I do dyrektywy 2003/87 / WE, która uzyskała zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych po dniu 30 czerwca 2019 r. Dla pierwszego okresu przydziału, a po dniu 30 czerwca 2024 r. dla drugiego okres przydziału okresie 2026-2030. W związku z powyższym nową instalacją są tylko instalacje, nowopowstałe (greenfield), lub które po raz pierwszy są objęte systemem nie ma w 4 fazie znaczącego zwiększenia zdolności produkcyjnej[9].
Prowadzący instalację nową obowiązują wszystkie zasady opisane w niniejszym poradniku od początku działania, z kilkoma różnicami, takimi jak czas składania MMP.
Szczegółowe informacje znajdują się w sekcji 5.3.1.

2.3.3 Rezygnacja z bezpłatnego przydziału

Prowadzący instalację mogą zrezygnować z bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji, np., jeżeli obciążenie administracyjne MRV jest postrzegane, jako większe niż korzyści z bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji. Jeżeli prowadzący instalację zdecyduje się zrezygnować z bezpłatnego przydziału uprawnień w okresie, na który przydzielane są uprawnienia, postępuje zgodnie z art. 24 FAR. Instalacja nie otrzyma bezpłatnego przydziału od roku następującego po złożeniu wniosku przez prowadzącego instalację do końca okresu przydziału (5-lat), na który przydzielane są uprawnienia do emisji. W związku z tym również potrzeba monitorowania danych związanych z FAR zakończy się zatwierdzeniem przez organ właściwy rezygnacji.

Należy pamiętać, że prowadzący instalacje nie ma obowiązku ubiegania się o bezpłatne przydziały w terminie określonym przez FAR. Jeśli prowadzący instalację wybierze tę drogę, nie ma potrzeby monitorowania danych FAR, a w konsekwencji nie ma potrzeby opracowywania MMP.

Jeśli jednak prowadzący instalację zdecyduje się ponownie złożyć wniosek o przyznanie bezpłatnych uprawnień w następnym okresie, na który przydzielane są uprawnienia, musi upewnić się, że dysponuje odpowiednią metodyką monitorowania w celu określenia wymaganych danych podstawowych. Informacje o czasie składania MMP można znaleźć w sekcji 5.3.1

2.3.4 Połączenia/podziały

Jeśli instalacja powstała w wyniku połączenia lub podziału instalacji, należy upewnić się, że te same dane są zgłaszane zgodnie z NIMs przez podrzędnego prowadzącego instalację
(tj. suma poprzednich poziomów działalności musi być identyczna z sumą obecnych poziomy działalności itp.). Zazwyczaj można to zapewnić poprzez analogiczne podejście w planie metodologii monitorowania łącząc lub dzieląc dane opisane w raporcie o metodyce zbierania danych, tak, aby metody łączenia lub podziału zestawów danych były jasno opisane.

[9]W 3 fazie funkcjonowania system EU ETS instalacją nową były również instalacji, która zancząco zwiększyła zdolności produkcyjną.

3. CYKL RAPORTOWANIA Z EU ETS (LUB: OGÓLNY SYSTEM MRVA)

W systemie EU ETS, podobnie jak w każdym systemie handlu uprawnieniami do emisji, monitorowanie, raportowanie i weryfikacja (MRV) ma ogromne znaczenie dla sprawnego działania systemu. Właściwy organ odpowiada za przestrzeganie zasad określonych w przepisach. Ponieważ corocznie powtarzanych jest wiele działań w tym zakresie, ustalono termin „(rocznych) cykl raportowania". Dla celów rocznych emisji MRV, dokument wytycznych nr 1 („Ogólne wytyczne dotyczące instalacji", rozdział 3) wyjaśnia role, obowiązki i terminy mające zastosowanie zgodnie z MRR (Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. *w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*[10]*,* dalejMRR) oraz AVR. Ogólna zasad tego cyklu raportowania emisji ma również zastosowanie do MRV do celów bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji określonych przez FAR. Dla początkujących czytelników zaleca się, zatem zapoznanie się z MRR wytycznymi nr 1.
Dla celów FAR niektóre elementy odbiegają od ogólnych zasad:

- Po pierwsze, szerszy zakres zestawów danych jest ważny w zakresie przydziału niż w MRR. Wymagane dodatkowe dane i sposób ich monitorowania to główny temat tego dokumentu.
- Metodologia monitorowania specyficzna dla instalacji została określona w „planie metodyki monitorowania" (MMP), dokumencie podobnym do planu monitorowaniawielkości emisji (MP) w MRR (patrz rozdział 5). Chociaż niektóre elementy MP są również wymagane dla MMP, na tym etapie nie planuje się zintegrowania obu dokumentów w jeden, ze względu na różne podstawy prawne, a także, dlatego, że w niektórych państwach członkowskich może być przyjęte różne organy właściwe do ich zatwierdzania.
- MP obejmuje jedynie monitorowanie po zatwierdzeniu MP. Natomiast MMP (przynajmniej przed rokiem 2020) zawiera pewne elementy metodologii „wstecznej" (odnoszące się do „danych historycznych").
- Role i obowiązki prowadzącego instalację, i weryfikatora są bardzo podobne jak w przypadku MRR i AVR, z jednym ważnym wyjątkiem: Weryfikacja pierwszego raportu dotyczącego danych podstawowych będzie wymagała od weryfikatorów oceny[11]MMP, jako zgodnego z FAR dla odpowiedniego okres bazowego, chyba, że organ właściwy zatwierdził MMP przed pierwszym przekazaniem wniosku o przydział uprawnień do emisji, (co jest dobrowolne dla państw członkowskich).
- Cykl raportowania w MRR i AVR jest roczny, podczas gdy FAR wymaga składania wniosku o przydział uprawnień do emisji tylko, co 5 lat. W związku z tym zasady dotyczące zasady udoskonalania metodyki monitorowania nie mogą wykorzystywać rocznych komentarzy weryfikatora, a ważniejsza będzie własna inicjatywa prowadzącego instalację na rzecz udoskonalania MMP. Jednak w celu ograniczenia obciążeń administracyjnych w ramach FAR[12] nie są wymagane sprawozdania dotyczące udoskonalania metodyki monitorowania.

Jednakże przepisy monitorujące FAR będą korzystne dla skutecznego tworzenia zasad zmianypoziomu działalności (ALC), które będą wymagały corocznego raportowania niektórych danych, które są również istotne dla FAR.
W szczególności roczne raporty dotyczące poziomów działalności będą oparty na tym samym MMP, co raport dotyczący danych podstwowych.MP i MMP nie powinien być traktowany, jako statyczny dokument, ale jako żywy dokument, który należy zaktualizować w zależności od regularnego przeglądu prowadzącego instalację (patrz sekcja 5.4), podobnie jak MP dla emisji. Niniejsze wytyczne

[10]Dz. Urz. UE L 181 z 12.07.2012, str. 1 ze zm.
[11]Więcej informacji na temat weryfikacji danych FAR można znaleźć w wytycznych nr 4 tej serii.
[12]Weryfikator dokona przeglądu możliwości udoskonalaniametodyki monitorowania w ramach kolejnych weryfikacji i uwzględni odpowiednie ustalenia w raporcie z weryfikacji. Organ własciwy będzie zatem w stanie monitorować problemy, w których prowadzący instalację nie wprowadza udoskonaleń.

zostaną zaktualizowany, gdy tylko pojawi się jasność, co do wymogów dotyczących rocznych sprawozdań zgodnie z zasadami zmiany poziomu działalności.

4. POJĘCIA I PODEJŚCIA

4.1Co to są benchmarki i podinstalacje w systemie EU ETS?

Wskaźniki emisyjności dlaproduktów (Benchmark) tośrodki służące porównaniu wydajnościinstalacji w danym sektorze lub podsektorze z wartością referencyjną, dalej zwana: "**benchmarkiem"[13]**. Dla celów systemu EU ETS poziomy odniesienia są związane z wielkością emisji gazów cieplarnianych wynikających z procesów produkcyjnych, wyrażoną, jako intensywność emisji gazów cieplarnianych (GHG), w szczególności, jako „emisje bezpośrednie [t CO2 (e)] na tonę produktu", przy czym benchmark wyznacza średnią efektywność GHG dla 10% najlepszych instalacji w sektorze lub podsektorach w całej UE (art. 10a ust. 2 dyrektywy EU ETS). Takie podejście wymaga solidnej metody, aby zapewnić równe traktowanie instalacji w szerokim zakresie okoliczności występujących w instalacjach. Zostało to przedstawione w załączniku A (rozdział 7).

Tam, gdzie w instalacji produkowany jest tylko jeden produkt, stosunkowo łatwo jest określić taką wydajność GHG.Istnieje tylko potrzeba monitorowania emisji, a także ilości (nadającego się do sprzedaży) produktu[14].Jednak typowa instalacja w EU ETS wytwarza więcej niż jeden produkt. W takim przypadku konieczne jest podzielenie emisji poprzez dokonanie miarodajnych pomiarów lub założeń, zanim można obliczyć wydajność GHG (emisje/ produkcja).W systemie EU ETS koncepcją umożliwiającą zapewnienie takich podziałów emisji nazywa się „podinstalacje".Najkrótszym możliwym opisem podinstalacji będzie:

Podinstalacjaoznacza opisane przez granice systemu bilansu masy i energii, obejmujący czynniki produkcji, produkty i emisje w celu zapewnienia, że wskaźnik emisyjności mogą zostać określone dla produktu lub grupy produktów, niezależnie od innych produktów (w tym ciepła lub energii elektrycznej) są produkowane w tej samej instalacji, jeśli istnieje.

Powyższa definicja wskazuje na oderwanie od innych pojęć dotyczących podziału instalacji, w szczególności od urządzeń technicznych, takich jak kotły, piece, kolumny destylacyjne, jednostki CHP[15] itp. Różnica może być wiele (jedna podinstalacja może obejmować kilka urządzeń[16], ale także jedna urządzenie[17] może obsługiwać kilka podinstalacji), ale także w odniesieniu do wymiaru czasu (jedna i ta sama urządzenie może być używana kolejno dla różnych podinstalacji[18]. Szczegółowym przykładem podziału instalacji na podinstalacje jest przedstawione w sekcji 4.5. Przykłady (w tym dalsze w zakresie lokalizacji) można znaleźć w dokumencie nr 2.

[13]dla celów EU ETS należy pamiętać, że poziom odniesienia nie jest dopuszczalną wartością emisji, którą należy osiągnąć przez instalację. Benchmark to tylko jedna z kilku wartości wejściowych wymaganych do dzielenia całkowitej dostępnej liczby uprawnień wśród uczestników EU ETS.

[14]Załącznik I do FAR zawiera definicje produktów. Nie zawsze odnoszą się do ilości nadających się do sprzedaży. Więcej szczegółów omówiono w sekcji 6.8.

[15]Produkcja ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, określana również jako kogeneracja.

[16]Np. benchmark rafinerii ropy naftowej może obejmować kilkanaście jednostek zlokalizowanych w miejscu o powierzchni kilku km².

[17]Np. Gdzie kocioł wytwarza parę, która jest wykorzystywana do ogrzewania kilku procesów produkcyjnych należących do różnych instalacji

[18]Np. gdzie w jednym reaktorze produkowane są różne chemikalia przez cały rok lub w których maszyna papiernicza może być przełączana między różnymi gatunkami papieru.

Tak sama koncepcja dotyczy również tak zwanych „metod rezerwowych", tj. Zasad przydzielania części instalacji, które nie są pod instalacją objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktów. To są:

- Podinstalacje objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieplne (dla mierzalnego ciepła);
- Podinstalacje objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie;
- Podinstalacje wytwarzające emisje procesowe.

Bardziej szczegółowe wyjaśnienie tego pojęcia (w szczególności w kontekście określania „emisji podlegających przypisaniu do danej podinstalacji", co jest zasadniczą potrzebą monitorowania i sprawozdawczości do celów podinstalacji, można znaleźć w załączniku A (rozdział 7).
Uwaga: Dyrektywa EU ETS, załącznik I, klauzula 5 wymaga, aby „w przypadku przekroczenia wartości progowej zdolności produkcyjnych jakiegokolwiek działania objętego w tym załącznikiem, wszystkie jednostki, w których dochodzi do spalania paliw innego niż jednostki spalania odpadówniebezpiecznych lub odpadów komunalnych muszą być objęte zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych " Często prowadzi to do sytuacji, w których instalacja ma tylko jedenpod instalację objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktów (np. Wapno) i mniejszą podinstalację objętą wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple lub paliwie (np. W celu ogrzewania urządzeń pomocniczych (takich jak suszarnia w przykładzie w sekcji 4.5) lub ogrzewania biur i warsztatów w instalacji.

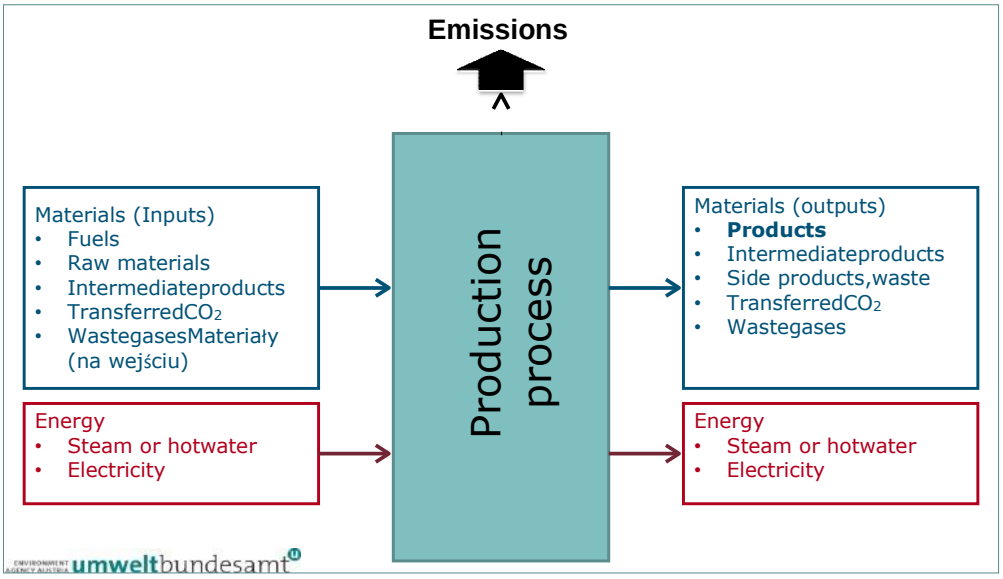
4.2Czym są „wielkość produkcji, produkty i emisje" podinstalacji?

Patrząc na definicje podinstalacji w FAR[19], wspólnym elementem jest to, że „czynnik produkcji, produkty i emisje" tworzą razem podinstalację, tj. określają granice systemowe każdej podinstalacji, gdzie „granica" jest rozumiana, jako odnoszą się do bilansu masy i energii, który ostatecznie pozwala na:

a. Obliczenie wydajności GHG dla każdej podinstalacji, w celu stworzenia „krzywej wzorcowej", w celu obliczenia wartości odniesienia dla produktu
b. Obliczenie przydział uprawnień do emisji dla każdej podinstalacji, stosując wskaźnik referencyjny określony w punkcie a

Aby osiągnąć spójność między obydwoma celami w odniesieniu do podinstalacji, granice podinstalacji muszą być identyczne dla obu celów. W związku z tym te same dane zgłaszane przez prowadzących instalacje muszą być wykorzystywane do obu celów, co pozwala na racjonalną efektywność monitorowania, raportowania i weryfikacji (MRV) odpowiednich danych podstawowychw NIM[20]. Jest to cel FAR, wymagający „**planu metodologii monitorowania**" (MMP) patrz rozdział 5)), a także „raport dotyczący danych podstawowych"[21]obejmujący oba zestawy danych, aby zapewnić monitorowanie i raportowanie wszystkich istotnych danych.

[19] Art. 2 pkt 2, 3, 5 i 6
[20]NIM "oznacza„ krajowe środki wykonawcze "zgodnie z art. 11 dyrektywy EU ETS, tj. Dane, które państwo członkowskie musi zebrać od prowadzących instalacji w celu przedłożenia ich Komisji, w celu obliczenia zaktualizowanych wartości benchmarków ibezpłatny przydział uprawnień do emisji.
[21]Głównym źródłem informacji na temat „raportu dotyczacym danych podstwowych" jest dokument nr 3, a także szablon Komisji dla tego sprawozdania.



Rys. 1: Ogólne podejście do definiowania podinstalacji poprzez uwzględnienie bilansu masowego i energetycznego procesu produkcyjnego, który powinien podlegać znakowaniu

Aby lepiej zrozumieć „czynniki produkcji, produkty i emisje", rozważamy fikcyjny, bardzo ogólny proces produkcji, który może być objęty systemem EU ETS (zob. Rys. 1). Ten proces ma najszerszą możliwą listę danych wejściowych i wyjściowych,i jest następujący:

- Materiały na wejściu w ramach bilansu masowego:
  - Paliwo, tj. paliwa spalane w celu wytworzenia ciepła do zastosowane w rozważanym procesie lub gdzie indziej. Zarówno ilość paliwa (w szczególności zawartość węgla/współczynnik emisji), jak i jego wartość energetyczna są istotne dla przypisania jej do podinstalacji. Wartość energii nie jest bezpośrednio wykorzystywana do obliczania przydziału lub benchmarków, ale do potwierdzania prawidłowej dystrybucji w przypadku instalacji.
  - Surowce, materiały tj. surowce lub materiały, które uczestniczą w innych reakcjach chemicznych lub które są fizycznie modyfikowane w procesie wytwarzania produktu, produkty uboczne lub odpady; Należy zauważyć, że tylko materiały lub surowce, które powodują emisji, są brane pod uwagę do monitorowania, to jest te materiały, które są uważane za „strumienie materiałów wsadowych" w ramach MRR. Tam, gdzie materiały lub surowce spełniają te kryteria i mają odpowiednią wartość energetyczną, należy to wziąć pod uwagę (tzn. musi być zgłoszone), nawet, jeśligłównymcelemużycia tych materiałów lub surowców nie jest wytwarzanie energii.
  - Produkty pośrednie (półprodukty): oznaczają materiały, które wchodzą w zakres definicji produktu w odniesieniu do podinstalacji objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktów zgodnie zzałącznikiem I FAR, ale gdzie na przykład, rozważany procesu stanowi etap końcowy. Tak samo należy traktować „surowiec". Jednak zgodnie z art. 16 ust. 7 dyrektywy FAR[22]"dodaje się" specjalną odpowiedzialność dla prowadzących instalację, aby zapewnić, że ta sama ilość produktu lub produktu pośredniego (półproduktów) nie zostanie podwójnie policzona do celów przydziału.
  - Przeniesiony CO_2, tj. (Czysty) CO_2, który jest wykorzystywany w procesie produkcji: I jest monitorowany jak każdy inny strumień materiałów wsadowych zgodnie z MRR (art.49).

[22]art. 16 ust. 7 FAR: „… W szczególności, jeżeli półprodukt jest objęty wskaźnikiem emisyjności dla produktu zgodnie z definicją odpowiednich granic systemowych określonych w załączniku I jest importowany przez instalację, emisje nie mogą być podwójne liczone przy określaniu wstępnej całkowitej rocznej liczby uprawnień do emisji przydzielanych bezpłatnie dla obu przedmiotowych instalacji

- Gazy odlotowe[23] (np. gaz wielkopiecowy, gaz konwertorowy itp.): Z perspektywy MRR są to również zwykłe strumienie materiałów wsadowych, które muszą być monitorowane jak inne paliwa. Wymagane jest jednak odrębne monitorowanie dla celów FAR:, jeżeli gaz odlotowy nie jest w pełni zużywany w tej samej podinstalacji, w której jest produkowany, część gazu odlotowego przypisuje się do podinstalacji wytwarzającej gaz odlotowy, a pozostałą część do podinstalacji, która go zużywa. Należy zauważyć, że te dwie podinstalacje mogą być częścią oddzielnych instalacji. Zatem tylko „część konsumencka" strumienia gazów odlotowych musi być brana pod uwagę, gdy gaz odlotowy (zgodnie z definicją FAR) jest wprowadzany do podinstalacji.

- Energia (na wejściu):
  - Energia zawarta w paliwach i surowcach, jak wspomniano w punktach powyżej.
  - Energia zawarta w nośniku ciepła, takim jak gorąca woda, para itp..: Taka energia jest określana przez FAR, jako „mierzalne ciepło". „Ciepło mierzalne netto" to ilość, która ma być monitorowana, tj. Różnica między entalpią czynnika grzewczego wchodzącego do procesu a entalpią powracającą (w przypadku pary zwrot jest zwykle nazywany „kondensatem"). Ponadto wymagane są informacje o pochodzeniu ciepła, tj. Czy zostało wyprodukowane w granicach instalacji objętej systemem EU ETS, czy tez poza nią. W części 6.9 do 6.12 niniejszych wytycznych, jak również wytycznych nr 6 zawarte są dalsze informacje na temat monitorowania wymaganych parametrów
  - Ilość zużywanej energii elektrycznej: w kontekście system EU ETS, gdzie wskaźnik odnosi się do emisji bezpośrednich, nie jest proste określenie ilość zużywanej energii elektrycznej. Wymagany jest pełne bilans procesu produkcyjnego energii elektrycznej. W większości przypadków ten element nie ma znaczenia dla prowadzącego instalację. Jednak w przypadku kilku wskaźników emisyjności dla produktów FAR określa się, że „wymienność energii elektrycznej i paliw" jest istotna. Granice systemowe tych wskaźników produktu określają, które zastosowania energii elektrycznej należy rozważyć, a zatem muszą być monitorowane i zgłaszane do wykorzystania w formule przydziału uprawnień do emisji. Więcej informacji można znaleźć w dokumencie nr 2.
- Materiały na wyjściu w ramach bilansu masowego:
  - Produkty: Są to (fizyczne) produkty monitorowanej podinstalacji, takie jak „tony cegieł licowych" itp. W przypadku wskaźników emisyjności dla produktu prowadzący instalację musi zapewnić nie tylko prawidłową kwantyfikację (w większości przypadków jest do produkcja przeznaczona do sprzedaży), ale również to, czy produkt jest zgodny z określoną definicją produktu (w tym przypadku: „cegły licowe o gęstości> 1000 kg /m^3 w oparciu o EN 771-1, z wyjątkiem kostki brukowej, cegieł klinkierowych i cegieł licujących w kolorze niebieskim."). W wielu przypadkach będzie to oznaczało porównanie, jakości produktu z definicją podaną dla jednego lub więcej konkretnych kodów PRODCOM. Stosuje się kilka specjalnych zasad, np. Podejście CWT dla rafinerii, specjalne punkty pomiarowe zamiast produktów nadających się do sprzedaży (np. dla szklanych butelek i słoików) lub znormalizowanie ilości sprzedanej do stanu odniesienia na podstawie analiz chemicznych (np. dla wapna i soli).
  - Należy zauważyć, że w przypadku zastosowania bilansu masy do celów MRR (tj., gdy w produkcie pozostają znaczne ilości węgla), zawartość węgla i, w stosownych przypadkach, jego zawartość energetyczna muszą być monitorowane w celu określenia emisji i bilansu energetycznego. Jednak głównym celem monitorowania ilości produktów jest to, że stanowią

[23] Zgodnie z art. 2 ust. 11: „ gaz odlotowe "*oznacza gaz zawierający niezupełnie utleniony węgiel w staniegazowym w standardowych warunkach, powstały w wyniku procesów wymienionych w pkt 10 [tj.w definicji podinstalacji wytwarzającej emisje procesowe], przy czym „ standardowewarunki" oznaczają temperaturę 273,15 K i warunki ciśnienia 101 325 Pa, określające normalne metry sześcienne (*Nm^3*) zgodnie z art. 3 ust. 50 rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012*"

one główny wkład do obliczania przydziału uprawnień do emisji, a także do określania zaktualizowanych wartości wskaźników emisyjności.

- W przypadku podinstalacji „rezerwowych" głównym powodem monitorowania produktów jest zapewnienie ich właściwego traktowania w odniesieniu do zakwalifikowania, jako narażonego na znaczne ryzyko ucieczki emisji, w stosownych przypadkach.
- W załączniku IV część 2.6 lit. b) wymaga się, aby prowadzący instalację zgłaszał ilości produktów (zagregowane według kodu PRODCOM) dla wszystkich rodzajów podinstalacji (tj. również dla podinstalacji rezerwowych).
- Produkty pośrednie: Patrz powyżej w części „ na wejściu". Konieczna jest decyzja, czy produkt pośredni (półprodukt) ma być uważany za „produkt" w ramach tej podinstalacji, czy też podinstalacji, w której odbywa się wykończenie „produktu", w celu uniknięcia podwójnego liczenia przydział. W przeciwnym razie tylko potencjalna zawartość węgla lub energii musi być monitorowana
- Produkty uboczne (produkty uboczne) i odpady: podobnie jak inne materiały, należy je monitorować tylko w razie potrzeby pod względem zawartości węgla w celu określenia emisji podinstalacji i zawartości energii do celów potwierdzenia.
- Przeniesiony CO_2 z instalacji (podinstalacji): istotny dla określenia emisji z podinstalacji (należy wziąć pod uwagę zasady określone w art. 49 i załączniku IV MRR)
- Gazy odlotowe: patrz powyżej w części „na wejściu". Jeżeli gaz odlotowy jest eksportowany z danej podinstalacji, część jego emisji jest uwzględniana w podinstalacji wytwarzającej gaz odlotowych i tylko CO_2 równoważny gazowi ziemnemu o tej samej zawartości energii (pomnożonej przez korektę czynnika różnic w wydajności referencyjnej) jest liczony, jako eksportowany.

- Energia na wyjściu:
  - Mierzalne ciepło eksportowane z podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktów należy traktować, jako drugi produkt, tj. pewną ilość emisji należy odjąć[24] od emisji tej podinstalacji, (co oznacza, że podinstalacja jest bardziej wydajna niż inna instalacja z podobnymi emisjami, ale bez eksportu ciepła.
  - Sytuacja jest jednak inna w przypadku podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple i podinstalacji sieci ciepłowniczej. Ponieważ ich „produktem" jest mierzalne ciepło, liczy się ono do własnego poziomu działalności, nawet, jeśli jest eksportowane do innych instalacji objętych systemem EU ETS, z wyjątkiem sytuacji, gdy instalacja otrzymująca ciepło kwalifikuje się do samego przydziału. Innymi słowy, tylko eksport ciepła do instalacji lub podmiotów nieobjętych systemem EU ETS kwalifikuje się do przydziału w ramach wskaźnika emisyjności opartego na cieple. Jednak ilość kwalifikowanego ciepła dla tych podinstalacji jest wynikiem bardziej złożonych obliczeń dla całej instalacji, co omówiono w części 6.12
  - Wytworzona energia elektryczna: Zasadniczo produkcja energii elektrycznej nie kwalifikuje się do bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji, a zatem formalnie nigdy nie jest częścią podinstalacji. Niemniej jednak energia elektryczna może być wytwarzana w procesach, które są inne (np. ze względu na ich fizyczną integrację w jednostkach wykorzystywanych do celów podinstalacji) uwzględnionych wpodinstalacji wzorcowej (produktu), np. turbiny rozprężne, elektrociepłownie w niektórych przypadkach itd. Jak wyjaśniono w odniesieniu do mierzalnego ciepła, energia elektryczna jest również „drugim produktem", dla którego odlicza się od przypisanych emisji jest potrzebne, aby odzwierciedlićdodatkową wydajność procesu.
  - Emisje

[24]Nieprawda, że emisja pochodzi tylko z miejsca, w którym prowadzący instalację przejmuje mieszankę paliwowo-emisyjną (współczynnik emisji i wydajności, jeśli nie ma zastosowania) są znane. Innymi słowami ilość informacji jest zgłaszana.

- Emisje bezpośrednie zgodnie z MRR: zgodnie z zatwierdzanym planem monitorowania instalacji [25] emisji w instalacji są określone przy użyciu metodologii opartej na obliczaniach (tj. opartej na strumieniach materiałów wsadowych), metodologii opartej na pomiarach (przy użyciu systemów ciągłego pomiaru emisji, CEMS) podejście niestandardowe („metody rezerwowe") lub ich kombinacje. Wszystkie gazy cieplarniane (CO_2, N_2O, PFC)będą monitorowane (dwa ostatnie gazy występują tylko w podinstalacji wytwarzającej emisje procesowe lub w kilku pod instalacjach objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów). Często łatwo będzie podzielić te emisje na podinstalacje, w których strumienie materiałów wsadowych są wykorzystywane przez system pomiarów ciągłych CEMSjest w pełni związane z pojedynczą podinstalacją. Jest jednak prawdopodobne, że trzeba dokonać bardziej skomplikowanych podziałów wielkości emisji. Zwykle bierze się pod uwagę następujące kwestie (mogą być konieczne kombinacje tych podejść, w zależności od sytuacji instalacji):
  - Strumień materiałów wsadowych są dzielone przy użyciu tego podejścia, jakie zastosowano powyżej dla odpowiednich paliw i materiałów zapewniając stosowanie wartości opałowej NCV i współczynników emisji.
  - W przypadku systemu ciągłego pomiaru emisji CEMS wartości proxy używane do „obliczeń potwierdzających" (obowiązkowe dla wszystkich CEMS CO_2 w MRR) można wykorzystać do przypisania strumieni materiałów wsadowych zamiastzmierzonej wielkości emisji w celu określenia współczynnika proporcjonalności w którym zmierzone emisji może być podzielony na podinstalacje.
  - Na poziomie podinstalacji może być konieczne monitorowanie kilku strumieni materiałów wsadowych, które nie są uwzględnione w MP zgodnie z MRR. Na przykład, gdyzintegrowana stalownia (w tym piec koksowniczy i elektrownia do wykorzystania gazów odlotowychjest monitorowany pod jednym bilansem masy (podejściecałościowe obejmujące wszystkieprocesy, z które są źródłememisji tzw. „klosz"), ani koksu, ani wytwarzanych gazów odlotowych nie trzeba monitorować, ale tylko węgiel wprowadzany do pieca koksowniczego.W takim przypadku monitorowanie poziomu emisji na podinstalacji wymaga monitorowania ilości koksu i gazów odlotowych, a także zawartości węgla wartości opałowych NCV.W tym dokumencie oraz w szablonach Komisji te strumienie materiałów wsadowych są określane, jako „wewnętrzne strumienie materiałów wsadowych".Należy również zauważyć, że w celu ograniczenia obciążeń administracyjnych FAR nie wymaga od prowadzących instalację stosowania określonych poziomów dokładności monitorowania.Biorąc pod uwagę hierarchię podejść podanych w FAR (patrz sekcja 6.6), można wybrać podejścia pozwalające uniknąć nieuzasadnionych kosztów.
  - W przypadku, gdy jednostki (stacjonarne urządzenia techniczne) obsługują kilka podinstalacji (w szczególności urządzenia wytwarzają mierzalne ciepło), preferowaną metodą, (która znajduje odzwierciedlenie w formularzach sprawozdawczych Komisji) jest najpierw ustalenie indywidualnych emisji na [TJ] mierzalnego ciepła przy użyciu odpowiedniej mieszanki paliwowej (i obejmującej emisje procesowe z oczyszczania gazów odlotowych), a następnie przypisują emisje tego stacjonarnego urządzenia różnym pod instalacjom wykorzystującym ilości ciepła zużytego w tychpod instalacjach. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na specjalne zasady podziału emisji zurządzeń kogeneracji na emisje przypisywane do energii elektrycznej i do ciepła (zob. Sekcja 6.10).
  - Aby uniknąć podwójnego liczenia lub luk w danych, często wskazane jest określenie emisji (n – 1) na podinstalacje według powyższych metod, jeżeli w instalacji został określone n podinstalacji.Emisje z ostatniej podinstalacji są następnie obliczane,

[25] „Plan monitorowania" (MP) w tym dokumencie oznacza zawsze zatwierdzony zgodnie z MRR. „Plan metodologii monitorowania" (MMP) oznacza zawsze plan odpowiedni w ramach FAR.

jako różnica między emisjami całej instalacji a emisjami tej podinstalacji (n – 1) [26].Należy jednak pamiętać, że istnieją przypadki, gdy, emisja i inne dane nie należą do żadnego typu podinstalacji (patrz ramka na stronie 22).W takich przypadkach tę „niekwalifikowalną" część można uznać za „wirtualną podinstalację" do testowania, jeśli przypisane jest 100% danych.

- **„Emisje przypisane"** są szerszym pojęciem niż emisje bezpośrednie.Są one wymagane do ustanowienia krzywych wzorcowych dla aktualizacji wartości benchmarku.Biorą pod uwagę, że należy ustalić porównywalność między różnymi konfiguracjami instalacji, jak omówiono w sekcji 4.1.W związku z tym należy uwzględnić pewne „emisje pośrednie" przy aktualizacji wartości wskaźnika zgodnie z metodologią stosowaną w 3 fazie działania system EU ETS.Jak pokazano w sekcji 4.3, Następujące dodatki do emisji bezpośredniejw ramach MRR muszą być wykonane:
  - Dodanie emisji dla importowanego mierzalnego ciepła:, Jeśli jest dostępne, prowadząca instalację musi zgłosić faktyczny współczynnik emisji importowanego ciepła.W przypadku, gdy nie można określić rzeczywistego współczynnika emisji, przypisane emisje zostaną określone na późniejszym etapie, przy użyciu ilości mierzalnego ciepła zgłoszonego dla odpowiedniej podinstalacji, (ponieważ wartość [zaktualizowanego] wskaźnika emisyjności cieplnej nie jest znana w momencie zbierania danych);
  - Odliczenia ilości ciepła eksportowanego;
  - W przypadku, gdy gaz odlotowy jest importowany i zużywany, uwzględniana jest tylko część związana z bezpośrednimi emisjami „konsumpcja" (tj. stosuje się odliczenie emisji bezpośrednich, zob. Sekcja 7.3);
  - Jeżeli gazy odlotowe są eksportowane z podinstalacji, frakcja związana z „produkcją" pozostaje w podinstalacji (jest dodawana do emisji bezpośrednich);
  - Dodanie ekwiwalentu emisji dla „zamienności" energii elektrycznej, jeśli dotyczy;
  - Substrat ekwiwalentu emisji dla produkcji energii elektrycznej, jeśli dotyczy.

Ważne uwagi:
Podział danych z poziomu instalacji na podinstalacje, jak opisano w punktach powyżej, jest istotny dla całego systemu MRV w ramach FAR, tj. wszystkie wspomniane dane, (jeśli mają zastosowanie dla poszczególnych instalacji) muszą być zgłaszane w „raporciedotyczącym danych podstawowych". Dlatego plan metodyki monitorowania musi zawierać informacje o tym, jak każdy zestaw danych jest określany dla każdej podinstalacji.

Dla kompletności należy tutaj wspomnieć, że po dokonaniu przypisania wszystkich wielkości produkcji, produktów i emisji do podinstalacji, niektóre czynniki produkcji, produkty i emisje nie zostaną przypisane do żadnej podinstalacji, ponieważ elementy te nie kwalifikują się do bezpłatnego przydziału. W szczególności dotyczy to:

- Paliwa i / lub mierzalne ciepło wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i związane z nimi emisje;
- Mierzalne ciepło wytwarzane w pod instalacjach kwasu azotowego, z kotłów elektrycznych lub importowane z podmiotów nieobjętych ETS;
- Emisje związane z ciepłem eksportowanym do instalacji objętej systemem EU ETS[27] ;
- Gazy odlotowe lub paliwa spalane w celu innym niż spalanie na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa poza pod instalacjamiobjętymiwskaźnikiem emisyjności dla

[26]Podejście to jest wskazane również dla wszystkich innych zestawów danych, które należy przypisać do podinstalacji.Zobacz ramkę na s.23, dla których zbiory danych nie mogą być przypisane do podinstalacji.
[27]Zauważ, że odnosi się to do widoku instalacji eksportującej. Nie oznacza to, że takie ciepło w ogóle nie kwalifikuje się do przydziału. Jednak przydział (a zatem przypisanie ilości ciepła) odbywa się w instalacji odbiorczej.

produktów oraz związane z nimi emisje.
W celu ograniczenia obciążeń administracyjnych podział na podinstalacje można uprościć, stosując zasadę "95%" przy przypisywaniu części instalacji "de minimis" do podinstalacji (art. 10 ust.3 FAR). Więcej informacji podano w punkcie 4.4.

4.3 Przypisane emisje

W celu aktualizacji wartości benchmarku (tj. w celu wygenerowania nowych krzywych wzorcowych), należy wziąć pod uwagę nie tylko bezpośrednie emisje podinstalacji.Dzieje się tak, ponieważ celem jest porównanie „rzeczywistych emisji" (w zakresie, w jakim są one znane) dla całego procesu produkcyjnego, ale tylko do produkcji tego jednego produktu.Celem jest, aby konkretne emisje GHG na tonę produktu z każdej instalacji były porównywalne, tzn. granice systemu muszą być ściśle spójne, a powiązane zasady muszą być przestrzegane przez prowadzących instalacje.

Metoda przypisywania emisji do podinstalacji podana jest w załączniku VII sekcja 10 FAR. W celu obliczenia „emisji przypisanych" dla każdej podinstalacji stosuje się następujący wzór (należy pamiętać, że nie wszystkie terminy są odpowiednie dla wszystkich typów podinstalacji; dalsze informacje znajdują się w Załączniku (sekcja 7.3) i zawartych w nim przykładach):

$$A_{ttrEm}=D_{irEm}{}^{*}+\mathrm{EM}H_{import}-\mathrm{EM}H_{eksport}+WC_{corrimport}-WC_{correksport}+\mathrm{EMelexxg}-\mathrm{EMelproductced}$$

Zmienne tego równania objaśniono w załączniku A (sekcja 7.3), a szczegółowe przykłady w tym załączniku dostarczają prowadzącym instalacje wskazówek dotyczących opracowania ich MMP w celu zapewnienia kompletności danych bez nakładania się w ich raporcie dotyczącym danych podstawowych.

4.4 Dalsze zasady podziału danych na podinstalacje

FAR zawiera pewne szczegółowe zasady dotyczące praktycznego podejścia do podziału danych według podinstalacji. Są to:

- **Rozróżnienie pomiędzy ucieczką emisji** (CL) / non-CL: art. 10 ust. 3 wymaga, aby każda podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple, podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie i podinstalacja wytwarzająca emisje procesowe były podzielone na dwie części (w przypadku ciepła nawet na trzy) oddzielne podinstalacje, w stosownych przypadkach, w zależności od ryzyka narażenia na ucieczkę emisji. Podział odbywa się na podstawie kodów PRODCOM lub NACE[28], którymodpowiadają procesy produkcyjne i/lub produkty końcowe(fizyczne). To znaczy, jeżeli mierzalne ciepło jest wykorzystywane do produkcji produktu, który nie jest narażony na ryzyko ucieczki emisji, tę ilość ciepła przypisuje się podinstalacji „non-CL podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple ", podczas gdy inna ilość mierzalnego ciepła w tej samej instalacji może

[28]Kody NACE oznaczają zawsze „NACE Rev 2.0" zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1893/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 20 grudnia 2006 r. Ustanawiającym statystyczną klasyfikację działalności gospodarczej NACE Revision 2 i zmieniającym rozporządzenie Rady (EWG)Nr 3037/90, a także niektóre rozporządzenia WE dotyczące określonych dziedzin statystycznych (Dz.Urz. UE L 393 z 30.12.2006, str. 1).

należeć do podinstalacji „CL podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple".

- **Reguła „95%":** W celu uproszczenia powyższej zasady wprowadzono zasadę de minimis. Pozwala prowadzącemu instalacjena nie dokonywania podziału, jeśli jest to więcej niż 95% powiązanego poziomu działalności (w przykład pierwszego punktu: całkowite mierzalne ciepło, które nie mieści się w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktu), należy do podinstalacji CL lub non-CL.
  W tym samym duchu do tej zasady uproszczenia włączono podinstalację sieć ciepłowniczą:, jeżeli jedna z trzech[29] podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple zużywa ponad 95% całkowitego mierzalnego ciepła, pozostałe mniej niż 5% można przypisać tej samejpodinstalacja.
- **Kontrole kompletności danych** (art. 10 ust. 5 FAR): Podczas opracowywania MMP oraz poprzez monitorowanie i sprawozdawczość, prowadzący instalację regularnie przeprowadza kontrole kompletności danych, zgodnie z art. 10 ust. 5 FAR.Kontrole te obejmują kompletność strumieni materiałów wsadowych i źródeł emisji, mierzalne przepływy ciepła, przepływy gazów odlotowych, wielkośćprodukcji i ich kody PRODCOM itp., Zgodnie z rozważaniami podanymi w punktach 4.2 i 7.3.

- Szczegółowe zasady **unikania podwójnego liczenia**:
  - Produkty z procesu produkcyjnego zawracane do tego samego procesu produkcyjnego są odejmowane od rocznych poziomów działalności (art. 10 ust. 5 lit. j) . Jeżeli poziom działalności zgodnie z załącznikiem I do FAR odnosi się do ilości produktu przeznaczonego do sprzedaży, zasada ta nie ma znaczenia.
  - W przypadku, gdy mierzalne ciepło jest wytwarzane przez odzyskiwanie z innej podinstalacji, w szczególności ze strumieni gazów odlotowych pochodzących z podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie, ale również ze wszystkich innych rodzajów ciepła odpadowego), ciepło takie może kwalifikować się do włączenia do wskaźnika emisyjności podinstalacje. Aby uniknąć podwójnego liczenia, ilość ciepła podzielona przez wydajność odniesienia, jako90% należy odjąć od podinstalacji, w której odzyskano ciepło (punkt (k) art. 10 (5)), przy czym obniżona temperaturę w warunkach t, CO_2, odpowiedniego współczynnika konwersji (benchmark ciepła lub paliwa, zależnie od przypadku) należy wykorzystać.

4.5 Przykład podziału instalacji na podinstalacje

W fikcyjnej instalacji (przykład pokazany został na rysunku 2) obsługiwane są następujące jednostki fizyczne:

- ✓ Piec do produkcji klinkieru cementowego;
- ✓ Ciepło odlotowe z gazów spalinowych jest dostarczane do sieci ciepłowniczej;
- ✓ Młyn do mielenia cementu [30], w której do niektórych surowców wykorzystuje siębezpośrednio suszarnie;
- ✓ Piec do produkcji wapna, w którym przez kilka miesięcy w roku zamiast wapna wytwarzany jest magnezyt.

[29]CL, podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple innym niż CL, oraz podinstalacja sieć ciepłownicza

[30]Instalacje do mielenia cementu, gdy są eksploatowane jako samodzielne instalacje, zwykle nie są instalacjami EU ETS, ponieważ ich jednostki spalania (jeśli występują) mają zwykle poniżej 20 MW nominalnej mocy cieplnej. Jednak w tym przykładzie (który ma charakter czysto poglądowy) zakłada się, że mielenie mieści się w granicach instalacji objętej systemem EU ETS. Opiera się to na fakcie, że zawiera jednostkę spalania (suszarkę), a dyrektywa EU ETS, załącznik I, klauzula 5, wymaga w takich przypadkach: „wszystkie jednostki, w których spalane są paliwa […] zostaną włączone do zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych "

Jeśli prowadzący taką instalacji opracowuje MMP lub raportu dotyczący danychpodstawowych, powinien wykonać następujące kroki.

Krok 1: Lista wszystkie jednostki (stacjonarne urządzania techniczne) oraz strumienie materiałów

Pierwszym krokiem prowadzacego instalacje jest sporządzenie listy wszystkie jednostki (stacjonarne urządzania techniczne) oraz strumienie materiałów wsadowych na wejścia (paliwa, surowce, produkty), a także na wyjścia(paliwa, surowce, produkty) i emisje. Wymienione jednostki (stacjonarne urządzania techniczne), strumienie materiałów wsadowych na ich wejścia (paliwa, surowce, produkty), nawyjścia (paliwa, surowce, produkty) przedstawione zostały w tabeli 1. Dopiero potem może on określić, które rodzaje podinstalacji są istotne (stosując sekwencję podaną w art. 10 ust. 2 FAR), przed przypisaniem danych wejściowych, wyjściowych i emisyjnych do instalacji. Może nie zawsze być oczywiste, które podinstalacje są istotne.Poniższy przykład ilustruje związek między stacjonarnymi urządzaniami technicznymi i pod instalacjami, ponieważ jest to często przydatne do dalszego rozwoju i monitorowania.

Uwaga: FAR definiuje podinstalacje tylko poprzez „wejścia, wyjścia i emisje" (patrz sekcja 4.2 tego dokumentu). Dlatego nie ma formalnego wymogu przypisywania stacjonarnych urzadzeń technicznychdo podinstalacji, w szczególności dlatego, że - jak również pokazano w tym przykładzie - często występują stacjonarne urzadzenia techniczne, które obsługują kilka podinstalacji. Dlatego ćwiczenie „przypisywania" urządzeń należy rozumieć jako użyteczny krok w praktycznym podejściu do projektowania MMP.

Rysunek 2: Fikcyjna przykładowa instalacja ilustrująca koncepcję podinstalacji.

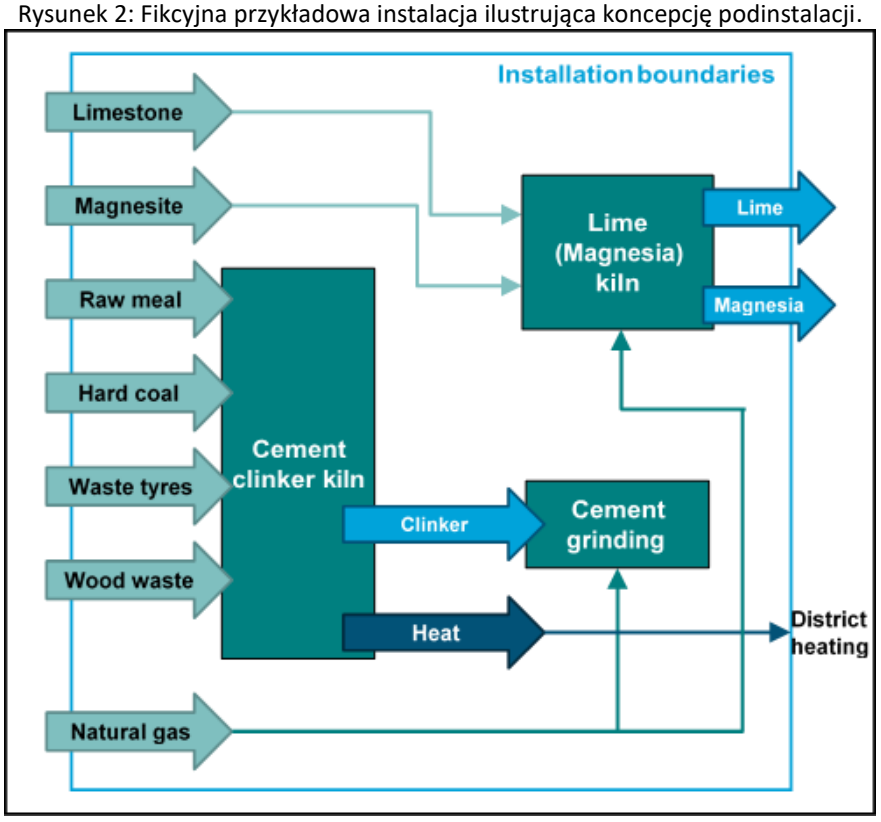


Tabela 1: Lista jednostek fizycznych, wejść, wyjść i emisji z przykładowej instalacji wymaganej do podziału instalacji na podinstalacje zgodne z FAR. Ta tabela ilustruje sytuację przed wykonaniem kroków opisanych w tekście głównym.

Na wejściu	Stacjonarne urządzenia techniczne	Na wyjściu	Emisja
• Węgiel kamienny (do pieca klinkieru cementowego) • Opony odpadowe (do pieca klinkieru cementowego) • Odpady drzewne (do pieca klinkieru cementowego) • Gaz ziemny (do suszarni i pieca wapiennego) • Surowce • Kamień wapienny • Magnezyt	• piec klinkierowy • Młyn (w tym suszarnia) • piec wapienny / tlenek magnezu • (Wymiennik ciepła do sieci ciepłowniczej)	• Klinkier • Cement (y) • Wapno • Tlenek magnezu • Ciepło sieciowe	• z węgla • z opon • Biomasa (zero punktów) • z gazu ziemnego • z przetwarzaj emisje z mączki surowcowej • Emisje z procesu wapiennego • Emisje procesowe MgO

Krok 2: Zidentyfikuj odpowiednie podinstalacje

- Identyfikacja podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów przy użyciu definicji produktu z załącznika I do FAR:
  - Prowadzący instalacje określa, że wyprodukowany klinkier cementowy mieści się w definicji wskaźnika „szarego klinkieru cementowego";
  - Prowadzący instalacje identyfikuje wyprodukowane wapno zgodnie z definicją wskaźnika emisyjności „wapno";
  - Prowadzący instalację ocenia skład tlenku magnezu, który wynika ze spalania magnezytu. Ponieważ nie zawiera znacznych ilości tlenku wapnia, nie mieści się w definicji wskaźnika dolomitu kalcynowanego lub dolomitu spiekanego. W związku z tym dla tego procesu istotne będą podinstalacje rezerwowe.
- Identyfikacja potencjalnych **podinstalacji opartej o wskaźnik emisyjności oparty na cieple:**
  - Jedynym przypadkiem mierzalnego ciepła określonego w tym przykładzie jest ciepło wytwarzane z ciepła odpadowego w produkcji w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjnościdla szarego klinkieru cementowego. W celu podjęcia decyzji, która podinstalacja jest istotna, prowadzący instalacji musi ocenić, czy ma dowody na wykorzystanie mierzalnego ciepła. W przykładzie zakłada się, że prowadzący instalacji jest współwłaścicielem sieci ciepłowniczej. Drugim właścicielem jest lokalna firma dostarczająca energię elektryczną i ciepło. Ten ostatni działa, jako firma usługowa odpowiedzialna za umowy i fakturowanie końcowych użytkowników ciepła. Przy wsparciu firmy usługowej prowadzący instalacji przykładowej instalacji jest w stanie sklasyfikować użytkowników ciepła, jako prywatne gospodarstwa domowe, z wyjątkiem jednego konsumenta, który jest małą fabryką produkującą olejki eteryczne i perfumy. Kody NACE dla tych produktów to 2053 i 2042, które nie znajdują się na liście Carbon Leakage (CLL). Jednakże, prowadzący instalację ma dowody, że we wszystkich latachodniesienia 2014-2018, ciepło dostarczane do tej fabryki wynosiło około 4% całkowitego wytworzonego ciepła, może on

wykorzystać regułę 95% zgodnie z art. 10 ust. 3 FAR i przypisać całe mierzalne ciepło do podinstalacji sieć ciepłowniczej[31]:

- **Wskaźnik emisyjności dla paliwa z instalacji:**
  - Zużycie paliwa w tej instalacji - poza wyżej wymienionymi instalacjami dodatkowo - występuje w dwóch przypadkach: w suszarni do mielenia cementu iw spalaniu magnezytu.
  - Przeprowadzaprocesywspółpracujące, uważane za narażone na ucieczkę emisji (CL). Prowadzący instalację stwierdza, że oba procesy należą do sektorów, które znalazły się na lisice Carbon Leakage CLL32. W związku z tym przykładowa podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwa jest zaliczana do CL.

- **Podinstalacja wytwarzająca emisje procesowe**
  - Jedyne emisje procesowe, które nie zostały uwzględnione w innym miejscu, i związane są z rozkładem MgCO3 do MgO w spalaniu magnezytu. Jak stwierdzono w punktach odniesionych do wskaźnika emisyjności dotyczących paliw, proces ten można uznać za należący do sektora narażonego na ucieczkę emisji. Dlatego istotna jest „podinstalacją wytwarzająca emisjeprocesowe CL".

Krok 3: Przypisywanie materiałów, paliwa na wejścia, na wyjścia, emisje (i urządzenia techniczne) do podinstalacji

Prowadzący instalację przykładowej wykorzystuje tabelę, 1 jako listę kontrolną do przypisywania odpowiednich materiałów i paliw do podinstalacji**:**

- Podinstalacja do produkcji szarego klinkieru:
  - Urządzenia techniczne: piec cementowy, w tym podgrzewacze, prekalcynator, chłodnica klinkieru, sprzęt pomocniczy itp., Ponieważ jest to stosunkowo samodzielna część instalacji (przynajmniej w tym przykładzie), nie ma żadnych fizycznych przeszkód. Ogrzewanie, w tym przygotowanie wody ciepłe, odpowiednie urządzenia pomiarowe itp. można wyraźnie zidentyfikować zarówno w rzeczywistym życiu, jak i na planach i schematach dołączonych do planu metodologii monitorowania MMP.
  - Na Wejścia:
    - Paliwa: węgiel kamienny, zużyte opony, odpady drzewne. W tym przykładzie nie ma oczyszczania gazów odlotowych, co zwiększa emisję (noDe-NOx).
    - Materiały wykorzystywane w procesie: surowe mączki są już monitorowane dla celów MRR (metoda A – oparte na danych wejściowych).
- Na Wyjściu (produkty): Tylko klinkier cementowy jest produktem głównym i określa się dla niego poziom działalności. Jeśli jest gotowy do monitorowania pod kątem MRR, dodatkowy monitoring musi być wprowadzony dla tego głównego parametru do celów przydziału. Mierzalne ciepło jest uważane za eksport tej podinstalacji do innej instalacji podrzędnej.

- Emisje: Emisja monitorowana jest w zgodnie z planem monitorowania MP, ponieważ żadne z odpowiednich paliw lub materiałów nie jest wykorzystywane w innych podinstalacjach. Należy zauważyć, że zużyte opony i odpady drewniane częściowo uznane są za biomasę, emisja z biomasy jest zerowa. W ramach FAR obowiązują te same zasady monitorowania dla emisji z biomasy, jak w MRR.
- Przypisywanie emisji: Podczas określania „emisji przypisanych" do tej podinstalacji należy odliczyć odpowiednią ilość emisji na eksport ciepła do podinstalacji sieci ciepłowniczej. Patrz „podinstalacja sieć ciepłownicza" poniżej. I dla podinstalacji objęta wskaźnikiem emisyjności dla wapna:

[31]Bez tych dowodów istotna byłaby zarówno podinstalacja oparta na wskaźniku emisyjności opartym na ciepłe, jak i na sieci ciepłowniczej.

[32] Produkcja cementu: NACE 23.51. Tlenek magnezu nie jest wyraźnie widoczny na liście PRODCOM. Jednak w zależności od jego dalszego stosowania może być uważany za materiał ogniotrwały (NACE 23.20) lub nieorganiczne podstawowe chemikalia (NACE 20.13) - oba kody NACE znajdują się na CLL.

- Urządzenia techniczne: piec wapienny i sprzęt pomocniczy. Należy zauważyć, że piec wapienny jest współdzielony z produkcją tlenku magnezu (Pod instalacjom objęta wskaźnikiem emisyjności opartanapaliwie i podisntalacją wytwarzającą emisje procesowe). W celu stwierdzenia odrębności tych podinstalacji w instalacji, prowadzący instalację musi monitorować, kiedy jest używany, dla którego procesu produkcyjnego. To znaczy istnieje system wspomagający identyfikację i dokumentację tych procesów produkcyjnych (w tym dokładne wyznaczanie czasów przejścia między procesami produkcyjnymi).
- Na wyjściu (produkty): Prowadzący instalacje używający metody B (na podstawie wyników pomidorów CEMS) zgodnie z MRR. Dlatego wydajność wapna wymagana dla poziomu działalności podinstalacji jest już znana. W tym przypadku obejmuje to skład (zawartość CaO i wolny MgO w produkcie, które są wymagane do obliczenia korekt HAL zgodnie z Załącznik III do FAR).
- Na wejściu:
    - Kamień wapienny: nie jest wymagane monitorowanie, ponieważ nie jest on wymagane do celów działu, a ilościowe dane mogą pośrednio wykorzystać to, co jest związane z produktem.
    - Gaz ziemny:, ponieważ gaz ziemny jest również wykorzystywany do innych celów, monitorowanie zgodnie z MP pod MRR nie jest wystarczające. Więcej szczegółów podano poniżej w kroku 4.
  - Emisje: Emisje z procesu wapiennego można odjąć od danych wynikających z monitorowania na poziomie instalacji zgodnie z MRR. Emisje z gazu ziemnego można określić przy użyciu tego samego współczynnika emisji, co dla całkowitego gazu ziemnego zgodnie z MP w MRR. Jednak ilość gazu ziemnego do tego obliczenia musi być określona jak wyjaśniono w kroku 4 poniżej.
  - Emisje przypisane: Identyczne jak „emisje" powyżej.
- Instalacja produkująca ciepło do sieci ciepłowniczej:

Urządzenia techniczne: Wymiennik ciepła i cały sprzęt pomocniczy do prowadzenia sieci dystrybucji ciepła (w tym uzdatnianie wody, pomiar, pompy itp.) Są wyraźnie identyfikowalne.
Dane wejściowe: nieistotne (paliwa są uważane za część podinstalacji szarego klinkieru cementowego).

- na Wyjściu (produkty): mierzalne ciepło eksportowane z instalacji.
- Emisje: Brak.
- Emisje przypisane: zgodnie z FAR nie ma potrzeby zgłaszania przypisanych emisji dla mierzalnego ciepła importowanego lub eksportowanego z podinstalacji, jeżeli współczynnik emisji mieszanki paliwowej jest nieznany. Należy zgłaszać tylko same ilości ciepła

- Podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie CL:
  - Urządzenia techniczne: piec wapienny (czasami, gdy nie wytwarza się wapna, jest wypalany magnezyt); suszarniai młyn do cementu.
  - Na Wejściu: Gaz ziemny. Wymagania dotyczące monitorowania - patrz krok 4 poniżej.
  - Na Wyjściu (produkty): Kilka gatunków cementu; Tlenek magnezu.
  - Emisje: emisje proporcjonalne do ilości gazu ziemnego przypisane do tej podinstalacji, przy zastosowaniu współczynnika emisji zgodnie z MP w ramach MRR.
  - Emisje przypisane: identyczne z „emisjami".
- Podinstalacja wytwarzająca emisję procesowe:
  - Urządzenie techniczne: Piec wapienny czasami nie jest eksploatowany w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktów „wapiennych".
  - Na Wyjściu (produkty): tlenek magnezu. Jeśli chodzi o wapno, zakłada się, że metoda B (oparta na wynikach pomidorów) jest wykorzystywana do monitorowania przez MRR, awyniki są już dostępne.
  - Na Wejściu: surowy magnezyt. Nie dotyczy monitorowania w tym przykładzie.
  - Emisje: Zgodnie z MRR, proporcjonalne do ilości tlenku magnezu.
  - Emisje przypisane: identyczne z „emisjami".
- Sprawdzenie kompletności:

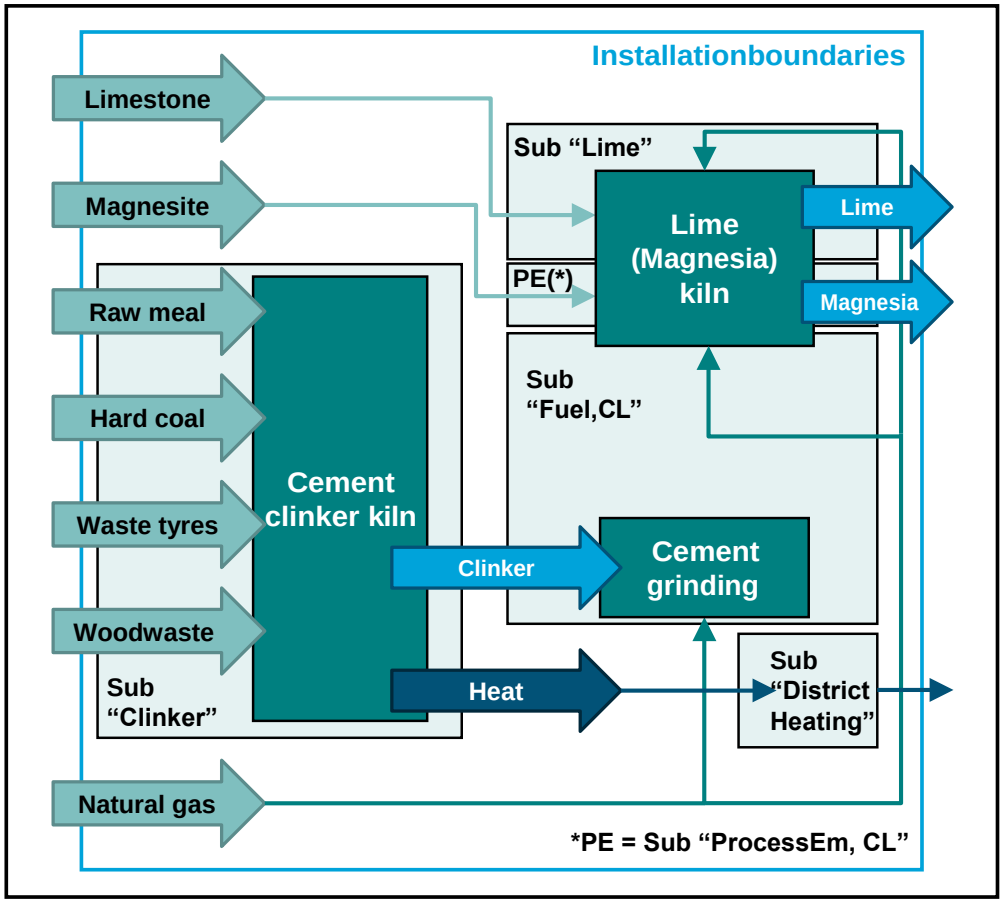
- Prowadzący instalację nie znajduje żadnych danych wejściowych, wyjściowych ani emisji w granicach instalacji, które nie zostały przypisane do podinstalacji. Gdyby były jakieś nieprzypisane dane, prowadzący instalacje sprawdziłby, czy znajdują się na liście podanej w polu na stronie22.
- Co więcej, nie ma potrzeby monitorowania ilości energii elektrycznej, ponieważ nie produkuje się energii elektrycznej, a żaden z produktów nie identyfikuje się w Załączniku do FAR, aby mieć możliwość wymiany paliw i energii elektrycznej.
- Gazy odlotowe nie są istotne, podobnie jak przenoszenie CO_2 do innych podinstalacji lub instalacji. Nie ma też spalania na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa. Dlatego też powiązane sekcje w szablonach dla MMP i raport dotyczącego danych podstawowych mogą być pominięte.

Ostateczny wynik definicji podinstalacji jest pokazany na rysunku 3.

Krok 4: Określ potrzeby monitorowania

W tej przykładowej instalacji tylko kilka zestawów danych musi być monitorowanych oprócz tego, co jest już monitorowane w MRR:

- Poziom działalności każdej podinstalacji: Jest to najważniejszy parametr do celów przydziału. Ma również na celu przedstawienie rocznej podstawy dla celów potencjalnych zmian przydziału[33]. W przykładowej instalacji wymaga to następującego podejścia:
- Szary klinkier cementowego: Tak jak powyżej założono, że emisje z produkcji klinkieru są monitorowane na podstawie danych wejściowych zgodnie z MP, monitorowanie szarego klinkieru cementowego jest nowym wymogiem monitorowania.



[33]Szczegóły znajdą się w rozporządzeniu w sprawie ALC. W razie potrzeby dokument zostanie odpowiednio zaktualizowany.

Rysunek 3: Ostateczny wynik przykładu definicji podinstalacji.

- Wapno: ilość jest już monitorowana pod kątem monitorowania wielkości emisji na podstawie danych na wyjściu. Jednak dla celów FAR wszystkie dane wyjściowe muszą zostać skorygowane danymi dotyczącymi składu (załącznik III FAR) w celu ustalenia rzeczywistego poziomu działalności. Można jednak założyć, że wymagane dane są już dostępne dla celów MRR (tj. Dla określenia współczynnika emisji i współczynnika konwersji).
- Podinstalacja sieci ciepłowniczej: ilość eksportowanego ciepła musi być określana w skali rocznej.
- Podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie CL: Całkowity pobór energii do tej podinstalacji (wyrażony w teradżulach [TJ] tj. Ilość paliwa pomnożona przez jegowartość opałową NCV) musi być monitorowany. Patrz „podział gazu ziemnego" poniżej.
- Podinstalacja wytwarzająca emisje procesowe CL: Jak wspomniano powyżej, emisje mogą być bezpośrednio pobierane z danych MRR, ponieważ magnezyt jest w pełni związany z tą podinstalacją.

- **Podział gazu ziemnego:**Gaz ziemny w tym przykładzie jest wykorzystywany w dwóch urządzeniach technicznych (piec wapienny i suszarnia) należących do różnych podinstalacjach (benchmarków paliwowego i benchmark na wapno). Aby przypisać prawidłową ilość gazu ziemnego do każdej podinstalacji, prowadzący instalację musi wykonać, co najmniej dwa zadania:
  - Od rozróżnienia ilości gazu wchodzącego do suszarni do młyna do mielenia cementu i gazu używanego w piecu wapienniczym wymagana jest, co najmniej jeden gazomierz. Ze względu na inne wymagania poniżej, korzystne jest, aby ten gazomierz był zainstalowany w piecu wapiennym. Jeśli wcześniej nie zainstalowano odpowiedniego miernika, dane historyczne będą musiały zostać określone na podstawie metody pośredniej (oszacowanie korelacji).
  - Odczyty gazomierza w piecu wapienniczym są wymagane za każdym razem, gdy przeprowadzane jest przełączanie między produkcją wapna a spalaniem tlenku magnezu. Gdyby taki miernik nie był dostępny, wymagana byłaby inna metoda, jak opisano w sekcji 6.5.
- **Dane produkcyjne:** W przypadku podinstalacji typu „rezerwowego" istnieje potrzeba monitorowania powiązanych produktów, chociaż nie ustalono działalności na poziomie odpowiadającym przydziałowi. Jednak właściwy organ wymaga jakościowego (odpowiednie kody PRODCOM), jako drugiej informacji ilościowej (poziomy produkcyjne) do sprawdzenia. Ponadto weryfikator weźmie pod uwagę informacje istotne dla przeprowadzenia kontroli. W tej przykładowej instalacji prowadzący instalacje będzie musiał monitorować**:**
  - Ilości cementu: Przynajmniej dwie kategorie PRODCOM „Cement portlandzki" i „inne cementy hydrauliczne", ale mogą również obowiązywać inne kategorie.
  - Tlenek magnezu: ilość będzie pochodzić z danych MRR.
  - Ciepło sieciowe: wspomniane w opisie instalacji, w którym nie są tylko prywatne gospodarstwa domowe, jako konsumenci, prowadzący instalacje będzie musiał sprawdzić, czy konsument przemysłowy pozostaje poniżej progu 5%, aby pozostać włączony do podinstalacji sieci ciepłowniczej, i czy inni odbiorcy przemysłowi (w tym potencjalnie narażeni na CL) są dodawani do sieećciepłowniczej.

4.6 Terminy używane w MRR i AVR (monitorowanie emisji)

W celu monitorowania danych w ramach FAR stosowane są pojęcia znane prowadzące instalacje, weryfikatorom i właściwym organom z MRR i AVR. Aby uniknąć powielania materiałów pomocniczych, zakłada się, że czytelnik jest zaznajomiony z tymi pojęciami lub będzie odnosił się do odpowiednich wytycznych MRR i AVR (przegląd znajduje się w sekcji 1.2 niniejszego dokumentu).

Ponieważ istnieje kilka konkretnych różnic między pojęciami MRR, AVR i FAR, niektóre z nich są kluczowe dla różnienia ich. W celu uzyskania dalszych informacji na temat metod monitorowania emisji, czytelnik odnosi się do MRR GD 1 (ogólne wytyczne dla instalacji), chyba, że wymieniono inne dokumenty:

- **Podstawowe zasady(sekcja 4.1 MRR GD 1):**kompletność, spójność i porównywalność, przejrzystość, dokładność, integralność metodologii, ciągła poprawa. Chociaż nie jest to wyraźnie wymienione w FAR, należy przynajmniej stosować dobrą praktykę stosowania tych zasad. Nieprzestrzeganie tych zasad spowoduje, że raporty w ramach dłuższego czasu będą trudne do zweryfikowania.
- **Podejścia obliczeniowe (metoda standardowa i metoda bilansu masy):**Odpowiednie terminyobejmują:
  - „**Strumienie materiałów wsadowych**" oznaczają paliwa zawierające węgiel lub materiały, które muszą być monitorowane; Należy zauważyć, że wymóg FAR dotyczący monitorowania emisji na poziomie podinstalacji prowadzi do określenia „wewnętrzny strumieńmateriałów wsadowych" w szablonie danych podstawowych i szablonie MMP określonym przez Komisję. Dotyczy to strumieni materiałów wsadowychwytwarzanych przez jedną podinstalację i zużywanych przez inną w tej samej instalacji, dzięki czemu na poziomie instalacji dają one zerową emisję netto.
  - „**Dane dotyczące działalności**" oznaczają ilość materiału lub paliwa, których nie należy mylić z terminem „poziom działalności" wykorzystywanym w podinstalacjach w FAR;
  - „**Współczynniki obliczeniowe**", w tym wartość opałowa (NCV), współczynnik emisji, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, zawartość węgla, biomasa/frakcja kopalna;
- **Podejścia oparte na pomiarach z wykorzystaniem CEMS (**Continuous Emission Measurement Systems) stosowane do „źródeł emisji"**;**
- **Zastosowano podejścia „rezerwowego",** w przypadku, którychprowadzący instalacje nie może osiągnąć nawet poziomu, 1 dla co najmniej jednego źródła emisji, strumienia materiałów wsadowych. Są one nazywane „metodyką rezerwową". Jednak dla MRR termin ten odnosi się tylko do emisji na poziomie instalacji i nie może być użyty z termin „podejście rezerwowe" lub „podinstalacja rezerwowych" stosowane w kontekście zasad bezpłatnego przydziału. Ten drugi termin oznacza jeden z podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple, wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie lub podinstalacji wytwarzające emisje procesowe (zob. Także sekcja 7.2 niniejszego dokumentu).
- "**Emisje z procesów spalania "i„ emisje z procesów technologicznych ":** Z perspektywy MRR te dwa terminy są głównie rozróżniane w celu określenia, które czynniki obliczeniowe są istotne. W przypadku emisji ze spalania monitorowanie są: wartości opałowa NCV i współczynnika utleniania są obowiązkowe, natomiast w przypadku emisji procesów technologicznych stosuje się współczynnik konwersji (rozróżnienie jest mniej wyraźne w odniesieniu do podejścia bilansu masowego).
- Emisje procesowe przypisane do jednej z podinstalacji wytwarzających emisje procesowe są jasno określone w art. 2 pkt 10) FAR. Definicja ma zastosowanie tylko do emisji procesowych nieprzypisanych do żadnego innego typu podinstalacji i zawiera korektę dla gazów odlotowych, przy czym łączna emisja bezpośrednia jest przypisana (dla szczegółowych informacji o punktach 4.3 i 7.3).
- Emisje procesowe z oczyszczania gazów odlotowych (odsiarczanie, deNOx) są uważane za część mieszanki paliwowej do określania współczynnika emisji zarówno mierzalnego, jak i niemierzalnego ciepła.
- **Emisje z biomasy:** są one traktowane, jako zero w MRR, pod warunkiem spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii[34], w

[34]dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009, str. 16)

stosownych przypadkach. Dokument wytycznych MRR nr 3 zawiera dalsze szczegóły dotyczące biomasy. FAR postępuje zgodnie z tym podejściem**.**

- Minimalne wymagania dotyczące monitorowania (w oparciu o system blokowy wykorzystujący „poziomy"):, podczas gdy jest to centralne narzędzie MRR, aby zrównoważyć potrzeby dokładności dla największych emitentów przed obciążeniemadministracyjnym w przypadku mniejszych emitentów, koncepcja ta ma niewielkie znaczenie w ramach FAR, która wykorzystuje koncepcję „hierarchii metodyk".
- **"Nieracjonalne koszty" i „wykonalność techniczna**" są stosowane, jako kryterium odstępstwaod stosowania minimalnych wymogów poziomu dokładności. Takie podejście marównież zastosowanie w ramach FAR w odniesieniu do „hierarchii metodyk", chociaż w przypadku„nieracjonalnych kosztów" niektóre założenia są różne. Więcej informacji znajduje się w sekcji 6.6.2.
- **"Niepewność"**, jako systematyczny sposób oceny, czy jedna metoda monitorowania jest „lepsza" niż inna, jest istotna w ramach FAR (zob. Sekcja 6.6.3).Jednak konieczność przeprowadzenia (uproszczonej) oceny niepewności będzie raczej wyjątkiem niż regułą w ramach FAR, podczas gdy dla celów MRR ocena niepewności jest zazwyczaj obowiązkowa.Dokument wytycznych MRR nr 4 poświęcony jest zagadnieniu oceny niepewności i będzie również pomocny dla celów FAR.
- **„Procedury**" są używane w kontekście MRR, jako środek, aby nie przeciążać MP zbyt dużą ilością szczegółów, aw szczególności, aby utrzymać liczbę aktualizacji MP na rozsądnym poziomie. MRR wymaga, aby dla kilku "zadań" monitorowania (takich jak zapewnienie kompletności listy strumieni materiałów wsadowych, dla pobierania próbek i analizy, dla celów systemu kontroli itp.) Prowadzący instalację „ustanawia, dokumentuje, wdraża i utrzymuje procedury dla działań w ramach plan monitorowania, stosownie do potrzeb ". Procedury te nie są formalnie częścią planu monitorowania. To samo podejście jest stosowane w FAR (art. 8 ust. 3) dla MMP, chociaż wiele jawnie określonych procedur ma określony charakter sekcji.4.4 MRR dokument nr 1· jest dobrym punktem wyjścia, aby dowiedzieć się więcej o takich procedurach.
- **"Wartości domyślne",** tj. Różnego typy dane mogą posiadać stałe wartości lub wartości literaturowych, które są używane do obliczania współczynników w celu uniknięcia konieczności pobierania próbek i analiz. Koncepcja została rozszerzona na dalsze rodzaje właściwości materiałów w FAR, w szczególności w celu ustalenia, jakości produktów tam, gdzie jest to wymagane.
- **Pobieranie próbek i analizy** wymagane do określeniawspółczynników obliczeniowych w MRR lub ogólnie właściwości materiałów w ramach FAR: Wymogi określone w MRR obejmują potrzebę posiadania planu pobierania próbek i wykorzystania laboratorium akredytowanego do konkretnej analizy metoda. Jeśli nie jest to możliwe, laboratorium musi wykazać równoważne kompetencje. Szczegóły zostały opracowane w wytycznych MRR nr 5.
- „**Procedury przepływu danych" i „system kontroli",** w tym „ocena ryzyka": Szczegóły w kontekście MRR są podane w dokumencie wytycznych MRR nr 6. Niektóre informacje w kontekście FAR podano w sekcji 5.5 niniejszego dokumentu nr 5.
- **Weryfikacja:** W przypadku rocznych emisji dostępny jest szeroki zestaw wytycznych. Aby rozpocząć czytanie, zaleca się wytyczne nr I („Wytyczne wyjaśniające I"). W przypadku weryfikacji związanej z FAR wszystkie ważne aspekty są ujęte w dokumencie nr 4 z serii wytycznych do FAR, w tym szczegółowe wytyczne dotyczące takich tematów, jak proces weryfikacji, wymagania dotyczące kompetencji weryfikatorów, zasady akredytacji itp.

4.7 Warunki wprowadzone przez FAR ważne dla zasad monitorowania

Wiele ważnych zasad FAR wyjaśniono w innych dokumentach zawierających wytyczne w tej serii.W szczególności w następujących tematach czytelnik jest proszony o zapoznanie się z wymienionymi dokumentami:

- Krótki przegląd ogólnej metodologii bezpłatnych przydziałów znajduje się w wytycznych nr 1. Załącznik zawiera podsumowanie i wyjaśnienie wielu ważnych definicji stosowanych przez FAR
- Wytyczne nr 2 szczegółowo wyjaśniają, w jaki sposób dane podinstalacji są wykorzystywane do określenia ostatecznego przydziału dla instalacji (zastosowanie zaktualizowanych wskaźników, współczynnika narażenia CL, międzysektorowego współczynnika korygującego lub liniowego współczynnika redukcji itp.). Szczegółowo opisano podział instalacji na podinstalacje. Dokumenty te nie koncentrują się jednak na praktycznych kwestiach monitorowania wymaganych danych.Aby wypełnić luki, niektóre terminy wymagane do monitorowania i raportowania zostały pokrótce wyjaśnione tutaj:
- **Metodyka wyznaczania[35]:** Jest to nadrzędny termin, który obejmuje zarówno perspektywiczne monitorowanie, jak i gromadzenie danych wstecz. MMP musi zdefiniować metodykę wyznaczania dla wszystkich odpowiednich aktualizacji. To najobszerniejsze obejmują ogólnekwestię, (chociaż w zasadzie mogłyby być zawarte w oddzielnych wersjach MMP, w zależności od wymagań państwa członkowskiego). Dlatego czasami może być konieczne wymienienie dwóch różnych podejść dla tego samego zestawu danych w MMP: jeden dla pierwszego raportu dotyczącego danych podstawowych, który wymaga zebrania już istniejących danych, a drugi dla przyszłego monitorowania. Opiera się to na założeniu, że prowadzący instalację może czasami dysponować jedynie danymi o niższej, jakości dla danych historycznych, ale zazwyczaj będzie mógł użyć „najbardziej dokładnych dostępnych źródeł danych" zgodnie z sekcją 4 załącznika VII FAR do przyszłego monitorowania, ponieważ będzie mógł zainstalować wymaganylicznik.

Należy zauważyć, że dla uproszczenia niniejszy dokument zazwyczaj odnosi się do „danych historycznych", gdzie oznacza dane już dostępne (tj. Pochodzące z okresu „przed zatwierdzeniem przez MMP") .Jeśli dokument został zatwierdzony w przyszłości (po zatwierdzeniu przez MMP), niniejszy dokument używa terminu „ monitorowanie danych ". Jeśli taka specyfikacja nie jest podana, oba typy danych są stosowane.

- **Zbiór danych:** termin ten oznacza „jeden rodzaj danych, zarówno na poziomie instalacji lubnapoziomie podinstalacji". W porównaniu z terminologią MRR, zbiorze danych mogą być dane dotyczące działalności (ilość paliwa lub materiału) lub pojedynczy współczynnik obliczeniowy(np. wartości opałowa NCV lub współczynnik emisji).Ze względu na szerszy charakter danych istotnych dla określania poziomów odniesienia lub przydziału, zbiór danych może zawierać także ilości energii elektrycznej, mierzalne ciepło, odpady komunalne lub parametr istotny dla określenia takich ilości, np.przepływ pary, temperatura i ciśnienie pary itp. Ponadto zbiory danych nie są ograniczone do poziomu instalacji.Mogą również wystąpić transfery ciepła lub materiałów między podinstalacjami, które wymagają monitorowania, a które w konsekwencji muszą być uważane za „zbiory danych". Zestaw danych może również oznaczać, jakośćinformacji, które mają być monitorowane, takie jak to, czy produkt lub odbiorca ciepła należy do sektora CL, czy ilość masy celulozowej wprowadzanej/sprzedawanej na rynek, czy też mierzalne ciepło pochodzi ze źródła objętych systemem EU ETS.Wreszcie, indywidualne parametry wymagane również do określenia poziomu aktywności niektórych wskaźników wydajności produktów specjalnych są uważane za „zbiory danych", takie jak poziom działalności każdej indywidualnej funkcji CWT (załącznik II FAR) oraz współczynniki korygujące wymagane do obliczenia poziomów działalności zgodnie z załącznikiem III FAR.
- **Metodyka wyznaczania bezpośredniego i pośredniego:**wyjaśnienie znajduje się w sekcji 6.4.
- **Źródła danych:** Jest to kolejny nadrzędny termin, obejmujący metodologie monitorowania, takie jak wybrane przyrządy pomiarowe i analizy (laboratoryjne), ale także wartości domyślne i metody

[35]sekcja 2 załącznika VII FAR określa: „Metodologia oznaczania" oznacza jedną z następujących czynności:

a) metodologię identyfikacji, gromadzenia i przetwarzania danych już dostępnych w instalacji dla zbiorów danych danych historycznych;

szacowania, a także źródła danych historycznych, takich jak bazy danych lub pisemna dokumentacja metod monitorowania i danych uzyskanych w przeszłości.

- **Najdokładniejsze dostępne źródła danych:** art. 7 FAR wymaga od prowadzącego instalację „wykorzystania źródeł danych reprezentujących najwyższą możliwą do osiągnięcia dokładność zgodnie z sekcją 4 załącznika VII". Korzystanie z innych źródeł danych jest dozwolone w przypadkach, w których wykorzystanie najdokładniejszych źródeł danych jest technicznie niewykonalne, wiązałoby się z nieracjonalnymi kosztami lub gdy prowadzący instalację może przedstawić dowody, że inna wybrana metoda wykazuje mniejszą niepewność. Załącznik 4 sekcja 4 FAR podaje hierarchię preferowanych źródeł danych zgodnie z dokładnością. Więcej szczegółów omówiono w sekcji 6.5 tego dokumentu.
- Podstawowe źródła danych, potwierdzające źródła danych: FAR wymaga od prowadzącego instalację wybrania źródła danych o najwyższej dokładności dla każdego zbioru danych. Nazywa się to „podstawowym źródłem danych". Jest to źródło, które ma być użyte do raportu dotyczącego danych podstawowych. Jednakże, jako środek kontroli, jakości, FAR wymaga również od prowadzącego instalację - w miarę możliwości bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów - również wyboru, jeśli jest to możliwe, drugiego źródła danych dla każdego zbioru danych, który może być niżej w hierarchii preferowanych źródła danych zgodnie z sekcją 4 załącznika VII FAR. Te drugie źródła nazywane są „potwierdzającymi źródłami danych". Służą one dwóm celom: po pierwsze, dla potwierdzenia podstawowego źródła danych, tj. do przeprowadzania kontroli krzyżowych, a po drugie do wypełniania luk w danych, w których brakuje danych podstawowych źródeł danych. Jeżeli na przykład przyrząd pomiarowy używany, jako źródło pierwotne zawiedzie, należy zastosować metodę korelacji wybraną, jako źródłopotwierdzające. Dzięki temu unika się arbitralnego użycia. Pozwala to uniknąć arbitralnego stosowania niezatwierdzonych metod wypełniania luk w danych, a jednocześnie „zmusza" prowadzących instalację do zapewnienia skutecznego systemu kontroli (patrz sekcja 5.5).
- **Poziom działalności historycznej (HAL):** HAL jest parametrem, który należy pomnożyć przez odpowiedni wskaźnik emisyjności,określający rocznych liczbę uprawnień do emisji przydzielonych bezpłatnie dla każdej podinstalacji. Zgodnie z art. 15 FAR jest to zazwyczaj średnia arytmetyczna wszystkich rocznych poziomów działalności w okresie odniesienia, z uwzględnieniem wszystkich lat, w których instalacja działała, przez co najmniej jeden dzień. W przypadkach, w których instalacja nie działała przez cały czas, w odpowiednim okresie odniesienia, HALokreśla się, jako poziom działalności z okresu od momentu uruchomienie instalacji tzw. po rozpoczęciu normalnej działalności, HAL jest określany w oparciu o dane z całego roku kalendarzowego po rozpoczęciu normalnej działalności. Jeśli ten początek jest późniejszy niż koniec okresu odniesienia, HAL jest określany na podstawie pierwszego pełnego roku działania (art. 15 ust. 7).
- **(Roczny) Poziom działalności (AAL lub AL):** art. 15 ust. 3–6 pośrednio określa różne poziomy działalności.
    - W przypadku wskaźników emisyjności dla produktów roczny poziom działalności to ilość produktu określona w załączniku I do FAR, wyprodukowany w ciągu roku kalendarzowego. Dla poziom działalności (określone w załączniku III do FAR) wymagane są dalsze parametry korygujące w celu określenia AAL każdego roku, a także HAL. Rozdział 6.8 Tego dokumentu zawiera więcej informacji (w tym wskazówki krok po kroku).
    - W przypadku wskaźnika emisyjności opartego na cieple i podinstalacji sieci ciepłowniczych AAL jest ilością kwalifikowalnego mierzalnego ciepła. Sekcja 6.12 tego dokumentu zawiera wskazówki krok po kroku dotyczące określania kwalifikujących ilości mierzalnego ciepła.
    - W przypadku podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie roczna wartość energetyczna kwalifikujących się ilości paliwa daje AAL.Wskazówki krok po kroku podano w sekcji 6.13.
    - W przypadku podinstalacji wytwarzających emisje procesowe roczne dopuszczalne emisje są identyczne z AAL. Wskazówki krok po kroku podano w sekcji 6.14.

- **Ciepło, mierzalne ciepło, mierzalne ciepło netto:** W FAR ciepło jest ogólnie uważane za „produkt" porównywalny z benchmarkami dla produktu. Jednak tylko ciepło, które jest „mierzalne", wchodzi do tej podinstalacji, ponieważ inne rodzaje ciepła są przetwarzane w oparciu o zawartość energii w odpowiednich paliwach. „Mierzalne ciepło" jest zdefiniowane w FAR (art. 2 ust., 7) jako *„przepływ ciepła netto transportowany przez możliwe do zidentyfikowania rurociągi lub kanały przy użyciu nośnika ciepła, takiego jak w szczególności para wodna, gorące powietrze, woda, olej, ciecz metale i sole, dla których licznik ciepła jest lub może być zainstalowany "*. Ze względu na konieczność określenia przepływu ciepła w ilości „netto", monitorowanie musi uwzględniać entalpię czynnika grzewczego dostarczanego z jednostki produkcji ciepła (kotłownia, jednostka kogeneracyjna, wymiennik ciepła do odzysku ciepła itp.) do odbiorcy[36] ciepła minus entalpia zawarta w medium grzewczym zwrócona do producenta ciepła. Jeśli nośnik nie zostanie całkowicie zwrócony producentowi,należy poczynić odpowiednie założenia, aby proces zużycia ciepła był porównywalny.

  Więcej informacji na temat monitorowania wymagań można uzyskać w sekcji 6.9. Wytyczne dotyczące zasad przydziału odnoszących się do transgranicznych przepływów ciepła przedstawiono w Wytycznych nr 6**.**

  > **Uwaga**: Ta seria poradników używa terminów „ciepło", „mierzalne ciepło" i „mierzalne ciepło netto", jako synonimy, tzn. Różne zwroty są używane tylko dla lepszej czytelności. Nie ma na celu rozróżnienia między „netto" a „innym" mierzalnym ciepłem.

- **Sieci ciepłownicza**: art. 2 ust. 4 FAR definiuje: „sieć ciepłownicza"oznacza dystrybucję mierzalnego ciepła w celu ogrzewania lub chłodzenia przestrzeni lub w celu wytwarzania ciepłej wody do użytku domowego za pośrednictwem sieci, do budynkówlub obiektów nieobjętych systemem EUETS, z wyjątkiem mierzalnego ciepła stosowanego do wytwarzania produktów i powiązanych działań lub wytwarzania energii elektrycznej".Definicja ta jest wymagana, aby odróżnić mierzalne ciepła wykorzystanie w innych instalacjach i podmiotach określonych, jakopodinstalacjaobjętawskaźnikiem emisyjności opartym na cieplenon-CL, ponieważ art. 10b ust. 4 dyrektywy EU ETS przewiduje inny mnożnik przydziału dla tego ciepła rozpoczynającego się w 2026 r.
- **Chłodzenie:** Ogrzewanie może być wykorzystywane do napędzania procesów chłodzenia absorpcyjnego, a chłodzenie może być rozprowadzane za pośrednictwem sieci, podobnie jak ciepło, w tym w publicznych sieciach chłodniczych. Zgodnie z logiką mierzalnego ciepła, aby uznać ją za różnicę entalpii między dostarczonym i zwróconym medium, chłodzenie należy uznać za ujemne ciepło.Jednakże istnieje wiele trudności związanych z takim podejściem. W związku z tym FAR zawiera jasną zasadę w sekcji 7.1 załącznika VII:, „Jeśli ciepło jest wykorzystywane do zapewnienia chłodzenia w procesie chłodzenia absorpcyjnego, proces chłodzenia powinien być uważany za proces zużywający ciepło". Oznacza to, że nie ma potrzeby dalszego rozważania ogrzewania lub chłodzenia dostarczanego do odbiorców za proces chłodzenia. W związku z tym niniejsze wytyczne nie dotyczą w szczególności chłodzenia. Czytelnik powinien jednak pamiętać, że produkcja chłodzenia powinna być uważana za samodzielny proces zużycia ciepła, a takie zużycie ciepła może wymagać monitorowania.
- „**Wprowadzone"** i „**Wyprowadzone"** materiałów i paliw, ciepła, energii elektrycznej lub gazów odlotowych są terminami powszechnie stosowanymi w FAR, jak również w niniejszym dokumencie i mogą dotyczyć zarówno instalacji, jak i podinstalacji. W FAR najlepiej jest rozumieć te terminy tak prosto, jak to tylko możliwe: w sekcji 4.1 omówiono, że podinstalacje są granicami systemu bilansu masy i energii. Dlatego **wprowadzanie** jest w zasadzie wszystkim, co wchodzi w te granice systemu, a **wyprowadzanie** jest wszystkim, co opuszcza granice systemu. Sekcje 4.2 i 7.3 dają dalszy wgląd w znaczenie różnych przywozów i wywozów w celu przypisania emisji do podinstalacji. Cel ten wyjaśnia również, dlaczego praktycznie każdy **wprowadzanie** i **wyprowadzanie** z podinstalacji może wymagać monitorowania. Należy zauważyć, że w przypadku

[36]W zależności od sytuacji „konsument" może być procesem w instalacji, w tej samej lub innej podinstalacji lub poza instalacją.

wprowadzania i **wyprowadzania** ciepła istnieje dodatkowa potrzeba rozróżnienia statusu objęcia systemem EU ETS podłączonych instalacji, a w przypadku wyprowadzania również rozróżnienia systemów sieci ciepłowniczej, CL i non-CL.

- **Gazy odlotowe**[37]: Niektóre gazy, do których mają zastosowanie szczególne zasady przydziału. Są to gazy zawierające węgiel palny i dlatego stanowią przypadek graniczny wykazujący pewne właściwości paliw, ale także emisji procesowych, i są często przenoszone między (pod) instalacjami. Jest to termin używany wyłącznie przez FAR do rozróżniania tych gazów od wszystkich innych rodzajów gazów spalinowych lub innych gazów. Sekcja 4.2 i 7.3 dają pewien wgląd w przeróbkę gazów odlotowych. Więcej informacji podano w wytycznych nr 8.
- **Spalanie na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa:** spalanie oznacza proces, w którym (gazowe lub ciekłe) paliwa lub gazy technologiczne są usuwane przez spalanie bez odzyskani zawartej w nichenergii. Istnieją dwa cele spalania: albo nie ma innego zastosowania paliwa lub energii, albo wystąpiłby problem bezpieczeństwa (np. Niebezpieczeństwo wybuchu), jeśli paliwo lub gaz nie zostaną spalone tak szybko, jak to możliwe. Drugi cel to „spalanie na pochodniach”[38]. Ponieważ zasady przydziału mają zastosowanie do zapewnienia bezpieczeństwa, prowadzący instalację będą mogli określić ten rodzaj spalania w swoich instalacjach, jeśli takie istnieją, i będą musieli osobno monitorować powiązaną z tymi gazamiemisje.

5. PLAN METODYKI MONITOROWANIA (MMP)

5.1 Zawartość planu metodyki monitorowania

Zatwierdzony plan metodyki monitorowania jest najważniejszym dokumentem dla każdej instalacji biorącej udział w systemie EU ETS wymaganym do bezpłatnego przydziału uprawnień doemisjizgodnie z art. 10a dyrektywy. Podobnie jak plan monitorowania wielkości emisji zgodnie z MRR , powinien on ustanowić „podręcznik użytkownika” dla prowadzących instalację do monitorowania i gromadzenia danych. Dlatego powinien być napisany w taki sposób, aby wszyscy, zwłaszcza nowi pracownicy, mogli natychmiast postępować zgodnie z instrukcjami. Musi również umożliwić organowi właściwemu szybkie zrozumienie działania prowadzono instalacje. Wreszcie, MMP jest przewodnikiem dla weryfikatora, według którego raporty dotyczące danychpodstawowych oraz roczne raporty o poziomach działalnościsporządzenie przez prowadzącegoinstalacjębędzie mógł ocenić.

W art. 8 ust. 1 FAR został określone zakres danych i informacji zawartych w MMP w tym w szczególności: „opis instalacji i jej podinstalacji, procesów produkcji oraz szczegółowy opis metodyki monitorowania i źródeł danych. Plan metodyki monitorowania zawiera szczegółową, kompletną i przejrzystą dokumentację wszystkich odpowiednich etapów gromadzenia danych… ”. Wymóg ten uzupełnia załącznik VI pkt 1 lit. c), który wymaga „opisu instalacji, z uwzględnieniem w szczególności opisu podstawowych przeprowadzanych procesów, wykazu źródeł emisji, schematu i planu instalacji, umożliwiający zrozumienie podstawowych przepływów materiałów i energii”.

[37]FAR art. 2 ust. 11: „gaz odlotowy ”oznacza gaz zawierający niekompletnie utleniony węgiel w stanie gazowym w standardowych warunkach, powstały w wynikuz procesów wymienionych w art. 2 pkt (10), przy czym „standardowe warunki”oznaczają temperaturę wynoszącą 273,15 K i warunki ciśnienia wynoszące 101 325 Pa, określające normalne metry sześcienne (Nm^3) zgodnie z art. 3 ust. 50 rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012. Wymieniony punkt (10) jest definicją podinstalacji wytwarzającej emisje procesowe i wymienia procesy takie jak redukcja związków metali, skład węglanowy, chemiczny związek chemiczny

[38]FAR definiuje w art. 2 ust. 13: „ spalanie na pochodniach ”oznacza spalanie paliw doświadczalnych lub ulegających wahaniom ilości gazów technologicznych lub pozostałości gazów w jednostce wystawionej na zakłócenia atmosferyczne, którego wyraźnie wymagania się ze względów bezpieczeństwa w ramach odpowiednich pozwolenia dla danej instalacji.”

Zaleca się, aby takie schematy wykorzystywały unikalne oznaczenia (nazwy, skróty) dla każdej odpowiedniej stacjonarnego urządzenia technicznego i przyrządu pomiarowego lub punktu próbkowania, tak, aby pozostała część MMP mogła wyraźnie się do nich odnosić.

Prowadzący instalacjemusi upewnić się MMP zawiera dla każdego elementu danych wymaganego w raporciedotyczącym danych podstawowych, wyjaśnił, w jaki sposób dane są uzyskiwane.Jak opisano w rozdziale 4.7, Zasadniczo należy uwzględnić dwie grupy danych: po pierwsze „wszystko, co jest potrzebne do określenia rocznych poziomów działalności każdej podinstalacji", a po drugie „wszystko, co jest potrzebne do określenia przypisywanych emisji do każdej podinstalacji".Należy również podać ogólne dane na poziomie instalacji. Połączenie tych wymagań można wyrazić, jako „wszystko, co jest potrzebne do monitorowania każdego indywidualnego zestawu danych wymienionego w załączniku IV do FAR".

Typowe elementy MMP obejmują instrukcje dotyczące następujących działań prowadzonych instalację: (możliwość zastosowania zależy od okoliczności konkretnej instalacji):

- Zbiór danych (dane pomiarowe, faktury, protokoły produkcyjne itp.);
- Pobieranie próbek materiałów i paliw;
- Analizy laboratoryjne paliw i materiałów;
- Konserwacja i kalibracja przyrządów pomiarowych;
- Opis obliczeń i wzorów wykorzystywanych, w tym korelacji i inne metod szacowania, w stosownych przypadkach
- Działania kontroli wewnętrznej w celu kontroli, jakości i zapewnienia, jakości;
- Archiwizacja danych (w tym ochrona przed manipulacją i przechowywanie przez określony czas - 10 lat zgodnie z art. 7 ust. 3);
- Regularna sprawdzanie czy MMP stanowi odzwierciedlenie charakteru i funkcjonowania instalacji, a także czy można go udoskonalić.

- MMP muszą być starannie opracowane, aby zminimalizować obciążenie administracyjne.Ponieważ MMP ma zostać zatwierdzony przez właściwyorgan, a także zmiany istotne MMP muszą być zatwierdzane przez organ właściwy.FAR zmniejsza tutaj wysiłki administracyjne, postępując zgodnie z podejściem znanym już z MRR:
- Tylko zmiany, które są „istotne", wymagają zatwierdzenia przez organ właściwy (art. 9 FAR, zob. Sekcja 5.4 niniejszego dokumentu);
- Działania związane z gromadzeniem danych, które nie są kluczowe i które ze względu na swój charakter są często zmieniane, jeśli okaże się to konieczne, mogą być wprowadzane po ich zgłoszeniu do organu właściwego zgodnie art. 8 ust. 3) FAR, ale szczegóły,które nie są uważane za część zatwierdzonego MMP. Powiązania między MMP a pisemnymi procedurami są takie same jak dla celów MRR. Odpowiednie wytyczne można znaleźć w sekcji 5.4 dokumentu wytycznych MRR nr 1.
- Ze względu na znaczenie MMP Komisja dostarczyła szablony elektroniczne. Niektóre państwa członkowskie dostarczają dostosowane szablony w oparciu o szablony Komisji, inne państwa członkowskie wykorzystują elektroniczny system raportowania (zwykle oparty na sieci Web). Przed opracowaniem MMP zaleca się, zatem prowadzącym instalację sprawdzenie strony internetowej organu właściwego lub nawiązanie bezpośredniego kontaktu z urzędem w celu ustalenia szczegółowych wymogów dotyczących przedłożenia MMP. Ustawodawstwo krajowe może również określaćszczegółowe wymagania, takie jak konieczność uzyskania zatwierdzenia MMP przed złożeniem pierwszego wniosku o przydział uprawnień do emisji w ramach NIM.

5.2 Opracowanie MMP

Podczas opracowywania planu metodyki monitorowania MMP prowadzący instalację powinni przestrzegać pewnych zasad przewodnich:

- Znając szczegółowo sytuacje własnej instalacji, prowadzący instalację powinien uczynić metodykę monitorowania tak prostą, jak to możliwe.Osiąga się to poprzez próbę uzyskania najbardziej wiarygodnych dostępnych źródeł danych, niezawodnych przyrządów pomiarowych, przepływów danych i skutecznych procedur kontroli[39]
- Prowadzący instalację powinni wyobrazić sobie swój raport dotyczący danych podstawowych z perspektywy weryfikatora. I zadać sobie pytania, o cozapytałby weryfikator, w jaki sposób dane zostały skompilowane? Jak można zapewnić przejrzystość przepływu danych?Które kontrole zapobiegają błędom, błędnym interpretacjom, pominięciom?
- Ponieważ instalacje mogą podlegać zmianom technicznym na przestrzeni lat, MMP należy do pewnego stopnia uznać za żywe dokumenty.Aby zminimalizować obciążenie administracyjne, prowadzący instalację powinni uważać, które elementy muszą zostać określone w samym MMP, a co można umieścić w procedurach pisemnych uzupełniających MMP[40]
- Raport metodologiczny wykorzystany w 3 fazie przekazywania danych NIM jest przydatnym punktem wyjścia do wyboru źródeł danych dla każdego zestawu danych na tym etapie. Jeżeli państwo członkowskie zażądało przeprowadzenia kontroli ustalonej na poziomie monitoringu działalności w celu zmiany przydziału w 3 fazie[41], procedura ta może dostarczyć dalszych źródeł danych. Prowadzący instalację powinni jednak pamiętać, że te dwa wcześniejsze podejścia mają ograniczenia: Po pierwsze, w 3 fazie działania systemuEU ETS emisje nie była przypisane na podinstalacjęi nie miały być zgłaszane do właściwego organu. Po drugie, instalacja mogła się w międzyczasie zmienić i może posiadaćjeszcze lepsze źródła danych. Ponadto niektóre zasady przydziału uległy zmianie i mogą wymagać innych danych niż w 3 fazie (np. nowa podinstalacja sieci ciepłowniczych). W końcu, w przeciwieństwie do 3 fazy, przepisy prawawskazują, które dane są dopuszczalne (i gdzie jest ważna hierarchiemetodyki, patrz sekcja 4 załącznika VII do FAR), a zasady te należy wziąć pod uwagę.
- Opracowanie MMP będzie zazwyczaj bardziej szczegółowy niż opracowanie MP wMRR,ponieważ liczba zbiorów danych do monitorowania jest na ogół wyższa.Ze względu nakoniecznośćpodziału instalacji na podinstalacje, możliwa liczba sytuacji wymagającychzamiany decyzji zatwierdzającej MMP jest również większa.Dlatego niemożliwe jest zapewnienie tutaj uniwersalnego podejścia do zmian MMP.Można jednak podać kilka ogólnych zasad.

- Po pierwsze, systematyczne (najdokładniejsze) podejście to:
  - Wyodrębnić podinstalacje w ramach instalacji, sprawdzenie produktów wytwarzanych w instalacji pod kątem zgodności z załącznikiem I do FAR, aby dowiedzieć się, które benchmarki mają zastosowanie;
  - Postępuj zgodnie z hierarchicznym podejściem do metodyki opisanym w punktach 6.12 do 6.14, następnie sprawdzenie czy w instalacji można wyodrębnić podinstalacje rezerwowe.
- Określ, które zestawy danych wymagają monitorowania i raportowania (przykład patrz sekcja 4.5).Pierwszy przegląd powinien w szczególności obejmować pytania:
  - Czy mierzalne ciepła i przepływy są w ogóle istotne?
  - Czy mamy do czynienia z gazami odlotowe lub transfer CO_2 (czy to czysty, czy jako CO_2 związany w rozumieniu MRR)?
  - Czy mamy do czynienia ze spalaniem na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa?

[39]Zgodnie z art.8 ust.2 FAR "*Na podstawie oceny ryzyka przeprowadzonej zgodnie z art. 11 ust. 1 oraz procedur kontroli, o których mowa w art. 11 ust. 2, przy wyborze metod monitorowania prowadzący instalację przyznaje pierwszeństwo metodom monitorowania, które dają najbardziej wiarygodne wyniki, minimalizują ryzyko wystąpienia luki w danych i są najmniej narażone na ryzyko nieodłączne, w tym ryzyko zawodności systemów kontroli wewnętrznej."*

[40]Należy zauważyć, że weryfikator dokona przeglądu zarówno MMP, jak i wszelkich procedur pomocniczych podczas weryfikacji.

[41]Taka procedura była fakultatywna na mocy art. 12 ust. 3 MRR i art. 24 zasad trzeciego przydziału faz („CIM", decyzja 2011/278 / UE).

- Czy mamy do czynienia z energią elektryczną?(Czy istnieje produkcja energii elektrycznej? Czy istnieją podinstalacje z zamiennością paliw i energii elektrycznej zgodnie z załącznikiem I do FAR?)

Im więcej negatywnych odpowiedzi na powyższe pytania, tym prostsze będzie MMP.

- Określ dla każdego zbioru danych odpowiednie źródeł danych, które mają być użyte (zasady są wyjaśnione w rozdziale 6):
  - Źródło danych dla danych historycznych;
  - Podstawowe źródło danych do monitorowania danych;
  - Potwierdzające źródło danych.
- Ustanowienie systemu kontroli wewnętrznej (ocena ryzyka, środki kontroli i procedury) oraz wymagane dalsze procedury, w tym w szczególności ustalenie obowiązków w zakresie M&R, środków kontroli, jakości / kontroli, jakości, archiwizacji, systemów informatycznych itp.

Ponieważ decyzja o tym, które zestawy danych są istotne, nie zawsze jest prosta, prowadzący instalację może rozpocząć od próby wypełnienia szablonu raportu dotyczącego danych podstawowych i zanotowania dla każdego wpisu źródła danych:

- Jakie źródła są dostępne dla danych historycznych?
- Jakie źródła danych będą dostępne w przyszłości dla tego zbioru danych?

Alternatywnie prowadzący instalację może wykorzystać szablon MMP Komisji, jako listę kontrolną do zadawania tych identyfikacji danych.Jednak w przypadku bardziej złożonych instalacji wskazane jest, aby najpierw postępować zgodnie z instrukcjami krok po kroku dotyczącymi identyfikacji odpowiednich podinstalacji i potrzeb danych, jak opisano w sekcjach od 6.12 do 6.14 Niniejszego dokumentu.

Następnym krokiem jest wybór źródeł o najwyższej dokładności, jak opisano w sekcji 6.6.Po wybraniu źródeł danych prowadzący instalacji powinien je opisać, a także ich wykorzystanie (tj. Formuły, które należy zastosować).

Po opisaniu wszystkich zbiorów danych, które mają zostać wykorzystane, prowadzący instalację powinien wynotować wszystkie przepływy danych z danych cząstkowych do ostatecznych (agregowanych rocznie) danych w raporcie dotyczącym danychpodstawowych dla każdego zestawu danych.Zwykle odbywa się to w powiązanych procedurach.Wraz z przepływem danych należy zdefiniować system kontroli wewnętrznej (patrz sekcja 5.5).W celu uzyskania ogólnych informacji na temat procedur, punkt 5.4 MRR Wytyczne nr 1 stanowi dobry punkt wyjścia.W wytycznych nr 1 krótko wyjaśniono rolę przepływu danych i procedur kontrolnych w sekcji 5.5 (MRR GD 6 podaje jeszcze więcej informacji i przykładów).
Następnym krokiem jest wybór źródeł o najwyższej dokładności, jak opisano w sekcji 6.6.Powybraniu źródeł danych prowadzący instalacje powinien je opisać, a także ich wykorzystanie (tj. Formuły, które należy zastosować).
Po opisaniu wszystkich źródeł danych, które mają zostać wykorzystane, prowadzący instalacje musi zapisać na piśmie przepływ danych z danych pierwotnych do ostatecznych (agregowanych rocznie) danych w raporcie danych bazowych dla każdego zestawu danych.Zwykle odbywa się to w powiązanych procedurach.Wraz z przepływem danych należy zdefiniować system kontroli wewnętrznej (patrz sekcja 5.5).W celu uzyskania ogólnych informacji na temat procedur, punkt 5.4 MRR GD 1 stanowi dobry punkt wyjścia. W GD 1 krótko wyjaśniono rolę przepływu danych i procedur kontrolnych w sekcji 5.5 (MRR GD 6 podaje jeszcze więcej informacji i przykładów).
Na koniecprowadzący instalację może chcieć przeprowadzić kontrolę, jakości MMP. W tym celu ostatnim akapitem załącznika VI do FAR może być wytyczna: *„opisy metod stosowanych do obliczania parametrów, które podlegają monitorowaniu i raportowaniu, obejmują, w stosownych przypadkach, etapy obliczeń, źródła danych, wzory obliczeń, stosowne współczynniki obliczeniowe, w tym jednostkę pomiaru, kontrole horyzontalne i wertykalne danych potwierdzających, procedury stanowiące*

podstawę planu pobierania próbek, urządzenia pomiarowe stosowane w odniesieniu do odpowiedniego schematu oraz opis tego, w jaki sposób są one instalowane i utrzymywane, a także listę laboratoriów uczestniczących w istotnych procedurach analitycznych. W stosownych przypadkach opis zawiera wynik uproszczonej oceny niepewności, o której mowa w art. 7 ust. 2 lit. c). W przypadku każdego stosownego wzoru plan zawiera jeden przykład z zastosowaniem rzeczywistych danych."

Przy wypełnianiu szablonu MMP warto pamiętać o powyższym wymogu. Aby zachować jego rozmiar, pola opisu w szablonie są ogólne i krótkie. Jednak wszystkie powyższe informacje muszą zostać dodane, albo w wolnych polach tekstowych, albo w oddzielnych załączonych plikach.

5.3Zatwierdzenie MMP

Ponieważ MMP jest kluczowym instrumentem zapewniającym spójność i jakość danych związanych z FAR, musi zostać zatwierdzony przez właściwy organ. Organ sprawdzi go pod kątem takich kryteriów, jak:

- Czy MMP jest kompletny? Czy załączono wymagane opisy i schematy? Czy wszystkie zestawy danych są wymagane do uwzględnienia raportu dotyczącego danych podstawowych (w tym, w stosownych przypadkach, opis różnych źródeł danych dla danych historycznych i monitorowania)?
- Przejrzystość: potrzebne opisy instalacji, procesów i instalacji oraz załączone schematy są wystarczająco jasne, aby można było zrozumieć procesy zachodzące w instalacji?
- Czy MMP jest zgodny z wymaganiami określonymi przez FAR? W szczególności wykorzystywane są źródła danych o najwyższej dostępnej dokładności, a jeśli nie, czy odchylenia są wystarczająco wyjaśnione i dołączone są odpowiednie dowody (dowody na nieracjonalne koszty, wykonalność techniczną lub uproszczone oceny niepewności, nieistotnenieprawidłowości)?

5.3.1 Harmonogram

Zgodnie z art. 4 FAR obowiązkiem prowadzącego instalacje jest monitorowanie odpowiednich źródeł danych rozpoczynają od momentu wejścia w życie FAR (symbol zastępczy dla daty). Jednakże w tym momencie prowadzącyinstalacje mogą nie mieć dostępu do swoich ostatecznych MMP, ponieważ niektóre MMP nie będą od razu po przyjęciuFAR zatwierdzona przez organ właściwy oraz nie będą w posiadaniu formularz MMP wkrajowej wersji językowej. Dlatego prowadzący instalację mogą być zmuszeni traktować pierwszą część 2019 r.,jako moment zbieranie danych historycznych i dokumentować ich.

MMP powinien zostać zatwierdzony przez organwłaściwy tak szybko, jak to możliwe, aby zapewnić najwyższą możliwą, jakość danych wykorzystywanych we wnioskach o przydział uprawnień do emisji. Dlatego prowadzący instalacjępowinien przesyłać swoje MMP do właściwego organu najpóźniej w momencie składania wniosku o przydział. Terminy podane w FAR są następujące:

- Jako ogólną zasadę MMP należy przedłożyć do zatwierdzenia wraz z pierwszym raportem dotyczącym danych podstawowych. Artykuł 4 ust. 1 FAR ustala termin przed dniem 30 maja 2019 r., a państwa członkowskie mogą wybrać inny termin, który musi być określony pomiędzy 30 kwietnia a 30 czerwca tego roku.
- Jednak zgodnie z art. 8 ust. 4 FAR państwa członkowskie mogą wymagać zatwierdzenia MMP przed przedłożeniem pierwszego raportu dotyczącego danych podstawowych. W tych państwach członkowskich obowiązywać będzie znacznie bardziej rygorystyczny termin. Prowadzący instalacjępowinni, zatem upewnić się, że znają termin obowiązujący w ich państwach członkowskich.

- Zgodnie z art. 5 ust. 2 FAR prowadzący instalacje nową przedkładają MMP wraz z wnioskiem o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji. Wniosek o przydział uprawnień do emisji dla instalacji nowej można złożyć do organu właściwego dopiero po pierwszym roku kalendarzowym po rozpoczęciu normalnej działalności (art. 3 pkt 12). Na przykład, jeśli instalacja rozpocznie normalną działalność dnia 3 marca 2020 r., pierwszy pełny rok kalendarzowy to rok 2021, a wniosek można złożyć w 2022 r. Jednak art. 6 ma zastosowanie do wszystkich instalacji, także do instalacji nowych tj. wymóg monitorowania oparty na MMP dotyczy instalacji nowej od pierwszego dnia rozpoczęciu normalnej działalności instalacji dlatego też MMP musi zostać zatwierdzeni przez organ właściwy do dnia 31 grudnia 2020 r. lub - jeśli nie jest to możliwe –przed dniem rozpoczęcia normalnej działalności instalacji.
- Jeśli prowadzący instalację zrezygnował z bezpłatnego przydziału uprawnień doemisjina okres 2021-2025, ale postanowi ponownie ubiegać się o bezpłatny przydział na następny okres przydziału 2026-2030, art. 8 ust. 5 wymaga, aby MMP został przedłożony do zatwierdzenia nie później niż 6 miesięcy przed terminem składania wniosku o przedział bezpłatnych uprawnień do emisji. Zatem jeśli prowadzący instalację zrzeknie się bezpłatnego przydziału na okresu 2021-2025, ale chce ponownie złożyć wniosek w okresie 2026-2030, MMP należy złożyć do 30 maja 2024 r. (± 1 miesiąc), a MMP należy złożyć do 30 listopada 2023 r. (± 1 miesiąc).

5.3.2 Inne uwagi dotyczące MMP dla pierwszego NIM na okres 2021-2025 i później

Z uwagi na fakt, że opracowywanie i zatwierdzanie MMP następuje później niż wygenerowaniu niektórych istotnych danych, mogą wystąpić następujące sytuacje[42]:

1. Generowanie danych po zatwierdzeniu MMP przez organ właściwy. W takim przypadku można bezpiecznie założyć, że metodologia monitorowania opiera się na danych o najwyższej dokładności zgodnych z wymaganiami FAR lub że przynajmniej użyte źródła danych są uzasadnione[43] i zaakceptowane przez organ właściwy. Ponadto można założyć, że w tej sytuacji prowadzący instalację ma wystarczające zabezpieczenia, aby uniknąć luk w danych, oraz metody opartą na alternatywnych źródłach danych, w przypadku wystąpienia luk w danychzatwierdzanych przez organ właściwy w MMP.W tej sytuacji prowadzący instalację powinien przestrzegać zatwierdzonego MMP.
2. Generowanie danych, gdy prowadzący instalacje ma już opracowany MMP, ale nie jest jeszcze zatwierdzony przez organ właściwy. Sytuacja jest podobna, gdy aktualizacja MMP jest konieczna do już przesłanego do właściwego organu MMP, ale jeszcze niezatwierdzona.W pierwszej sytuacji (tj. Przed pierwszym zatwierdzeniem MMP przez organ właściwy) prowadzący instalację powinien zastosować MMP, zakładając,że zostanie zatwierdzony. Jeżeli organ właściwy stwierdzi, że należy zastosować inne, dokładniejsze źródła danych, prowadzący instalację zmienia podejście do metodykimonitorowania w celu zapewnienia zgodności z zatwierdzonym MMP. Jednak w okresie przed zatwierdzeniem MMP monitorowane dane staną się „danymi historycznymi" i powinny być traktowane zgodnie z pkt 3 poniżej, chyba, żedostępne są również dokładniejsze źródła danych. Prowadzący instalację powinien zawsze upewnić się, że MMP jest jasne, jakie źródłach danych są dostępnew danym okresie czasu.
3. Dane są „danymi historycznymi", tj. Odnoszą się do czasu, gdy prowadzący instalację nie miał jeszcze MMP, ale ze względu na znajomość wymagań dotyczących danych w 3

[42]Po terminach „dane historyczne" i „dane monitoringu" patrz ramka na stronie 33.

[43] Należy zauważyć, że zgodnie z regułą sprawdzania (art. 9 ust. 1 FAR) prowadzący instalację musi regularnie sprawdzać, czy można ulepszyc medodykę monitorowania, tj. np. jeśli w przypadku lepszej metody nie zostaną poniesione nieuzasadnione koszty. „Lepiej" oznacza tutaj „najwyżej możliwej dokładności zgodnie z hierarchią przedstawioną w sekcji 4 załącznika VII FAR

fazie EU ETS (2013-2020) monitorował już niektóre lub wszystkie wymagane dane były pozyskiwane. Może się tak zdarzyć, jeśli prowadzący instalację zastosował procedurę zgodnie z art. 12 ust. 3 MRR miałobowiązekmonitorowania danych dotyczących poziomu działalności. Podstawowym założeniem jest to, że taka sama metoda monitorowania będzie kontynuacją tego, co zostało ustalone w raporcie do zbierania danych 3fazie EU ETS (2013-2020) na etapie składania wniosków o przydział uprawnień do emisji tzw. Krajowe Środki Wykonawcze KŚW (NIM) lub opiera się na lepszych (bardziej wiarygodnych) metodyce. Jednak takie dane niekoniecznie są zgodne z wymogiem FAR dotyczącym najwyższych możliwych dokładnościach oraz bardziej dokładnych źródeł danych.

4. „Dane czysto historyczne": Termin ten odnosi się do danych, które zostały wygenerowane, podczas gdy prowadzący instalację nie spodziewał się, że takie dane będą wymagane do raportowania dla celów FAR. To znaczy są to dane zebrane do innych celów, np. kontrola procesów, różnego rodzajuzarządzanie, jakością, procesy technologiczne (np. optymalizacja procesu) lub fakturowanie lub inne cele finansowe (np. przydział ciepła do jednostek przemysłu lub kosztów produkcji pojedynczych produktów w rachunkowości wewnętrznej). W tej sytuacji punkty próbkowania lub przyrządy pomiarowe często nie spełniają wymogów FAR (np. Nie będą umieszczane zgodnie z granicami podinstalacji) lub w ogóle nie będą dostępne żadne przyrządy pomiarowe. Często takie dane będą oparte na metodach szacowania. Ponieważ dane te zostały wygenerowane w przeszłości, prowadzący instalację nie może zbierać lepszych danych (np. Instalując lepsze liczniki), ale musi korzystać z dostępnych danych. Jeśli jednak istnieje więcej niż jedno źródło danych, prowadzący instalację powinien ocenić, które z istniejących danych są najdokładniejsze, najbardziej wiarygodne, mają najmniej luk w danych, w skrócie:, co może być najbardziej wiarygodne.
5. Całkowicie brakujące danych: Nie można w pełni wykluczyć, że w niektórych sytuacjach prowadzący instalację nie będzie posiadał dla instalacji żadnych danych dla określonego zbioru danych wymaganych przez FAR (np. Wewnętrzne strumień materiałów wsadowych nigdy nie musiały być monitorowane, spalanie na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa itp.) . W takich sytuacjach prowadzący instalację będzie musiał opracować rozsądną metodę szacowania w celu wypełnienia luki dla danych historycznych i - jeśli to oszacowanie nie spełni wymogu najbardziej dokładnych dostępnych źródeł danych do przyszłego monitorowania - będzie musiał opracować i / lub zastosować odpowiedni inna metoda monitorowania dla wymaganych danych na przyszłość (np. przez zainstalowanie odpowiednich przyrządów pomiarowych w Odpowiednich miejscach w instalacji).

Należy zauważyć, że niektóre państwa członkowskie mogą zdecydować się na wymaganie od prowadzących instalacjępodziału MMP na części metodyki odnoszącą się do danych historycznych i danych na przyszłość, jako oddzielne wersji MMP, chociaż tutaj zakłada się, że oba aspekty mogą być obsługiwane tylko w jednym dokumencie, w szczególności, gdy źródła danych nie różnią się zdecydowanie w obu przypadkach:Biorąc pod uwagę powyższą kategoryzację danych, MMP będą się z czasem rozwijać. Pierwszym problemem, który prowadzący instalację musi rozwiązać, jest całkowite ustalenie części, która odnosi się tylko do danych historycznych, tj. pierwszego okresu odniesienia objętego FAR (2014–2018). Następnie, w momencie przedłożenia MMP do zatwierdzenia przez organ właściwy (tj. wraz z wnioskiem o bezpłatne przydziały lub wcześniej, jeżeli wymaga tego państwo członkowskie), prowadzący instalacje musi również wypełnić część przeznaczaną do monitorowania zbioru danych w przyszłości. Wreszcie, gdy tylko prowadzący instalacje będzie mógł mieć pewność, że żadne dane historyczne nie będą wymagane, może zdecydować o aktualizacji MMP, aby usunąć wszystkie (teraznieistotne)elementy historyczne w

MMP, aby utrzymać przejrzystości i ułatwić zarządzanie. Byłoby tak w przypadku przedłożenia drugiego raportu dotyczącego danych podstawowych (w 2024 r.), który obejmuje dane od roku 2019 r., Ponieważ MMP ma zostać zatwierdzone do 31 grudnia 2020 r., Żadne dane historyczne nie mogą być istotne po tej dacie[44]. Instalacja nowa - jeśli przekazała MMP do zatwierdzenia przed rozpoczęciem działalności - nie będzie również musieli uwzględniać metod danych historycznych w swoich MMP.

5.3.3 Weryfikacja bez zatwierdzonego MMP

Dokument wytycznych 4 z tej serii („Weryfikacja raportu dotyczącego danych podstawowych zgodnie z FAR i walidacja planów metodologii monitorowania") wyjaśnia w sekcjach 2.2 i 6.2, że weryfikator będzie musiał ocenić MMP podczas weryfikacji raportu dotyczącego danych podstawowych, jeśli jeszcze nie został zatwierdzony przez organ właściwy. Ma to wpływ na poświęcony czas i wiedzę weryfikatora, a zatem na koszty weryfikacji. Jednak celem tej walidacji będzie sprawdzenie zgodności FAR tych elementów MMP, które odnoszą się do danych w zweryfikowanym raporcie dotyczącym danych podstawowych, tj. Metodyki i procedur związanych z historycznymi danymi. Gdy tylko organ właściwy zatwierdzi MMP, sytuacja będzie podobna do rocznych raportów na temat wielkości emisji weryfikowanych w zakresie emisji: Podobnie jak zatwierdzony MP zgodnie z MRR, zatwierdzony MMP w ramach FAR jest podstawą weryfikacji. Odpowiednie wymagania są zawarte w AVR[45].
Aby uzyskać więcej informacji na temat weryfikacji w ogólności, czytelnik powinien zapoznać się z zestawem materiałów pomocniczych MRVA na stronie internetowej MRVA Komisji[46], w szczególności z dokument wytycznych nr 4 („Wytyczne AVR").

5.4 Zasada zatwierdzanie aktualizacji MMP

Plan metodyki monitorowania MMP musi zawsze odpowiadać aktualnemu charakterowi i funkcjonowaniu instalacji. W przypadku zmiany sytuacji w instalacji, np., ponieważ będzie wytwarzany nowy produkt (powstanie nowa podinstalacja), technologie, procesy, paliwa, materiały, urządzenia pomiarowe, systemy informatyczne lub struktury organizacyjne (tj. przydziały personelu) ulegają zmianie (w stosownych przypadkach), metodyka monitorowania musi zostać zaktualizowana (art. 9 FAR)[47]. MMP należy również zaktualizować w związku z wymogiemstałego ulepszaniametodyki monitorowania i uwzględniać zalecenia weryfikatora dotyczące jej poprawy.

W zależności od charakteru zmian może wystąpić jedna z następujących sytuacji:

- Jeśli element samego MMP wymaga aktualizacji, może to być jedno z następujących:

[44]Wyjątkiem byliby prowadzący instalacje, którzy zrezygnowali z bezpłatnych przydziałów, ale zdecydowali się ubiegać o bezpłatne przydziały w późniejszych fazach.
[45] Dla odniesienia patrz załącznik B, sekcja 8 niniejszego dokumentu.
[46]Patrz przypis nr 1.
[47]art. 9 ust. 2 wymieniono minimalne sytuacje, w których aktualizacja MMP jest obowiązkowa:
„a) *wystąpinie nowych emisji lub poziomy działalności spowodowanych nowymi rodzajami działalności lub użyciem nowych paliw lub materiałów nieuwzględnionych jeszcze w planie metodologii monitorowania*;
b) *uzycie nowych rodzajów przyrządów pomiarowych, metod pobierania próbek lub metod analitycznych, lub wystąpienie innych przyczyn prowadzących do większej dokładności w określaniu zgłoszonych;*
(c) *stwierdzenie nieprawidłowości danych uzyskanych przy zastosowaniu dotychczasowej metodyki monitorowania*
d) stwierdzenie, że plan metodyki monitorowania nie jest lub przestał być zgodny z wymogami niniejszego rozporządzenia;
e) konieczność wdrożenia zaleceń dotyczących udoskonaleń planu metodyki monitorowania zawartych w sprawozdaniu z weryfikacji.;

- Istotna zmiana MMP. Zaktualizowany MMP należy zgłosić się do organu właściwego bezzwłocznie w celu jego zatwierdzony przez organ. W razie wątpliwości prowadzący instalację musi założyć zapytanie czy zmiana jest istotna.
- Zmiana nieistotna MMP. Takie zmiany muszą zostać zgłoszone do organu właściwego.
- Zmiana nieistotna MMP. Taka zmiana powoduje, że zostaje ona zgłoszona do organu właściwego, ale nie jest zatwierdzana. Aby zmniejszyć obciążenie administracyjne, organ właściwymoże zezwolić prowadzącemu instalacje na zgłaszanie tych zmian łącznie do dnia 31 grudnia każdego roku sprawozdawczego.

- Należy zaktualizować element procedury. Jeżeli nie wpłynie to ani na (opcjonalnie) opis procedury w MMP, ani na rzeczywistą, jakość metodyki monitorowania lub procedur kontroli, prowadzący instalacje przeprowadzi aktualizację na własną odpowiedzialność bez powiadomienia właściwego organu.

Za najlepszą praktykę uznaje się wykorzystanie przez prowadzącegoinstalacje „dziennika zmian", w którym rejestrowane są wszystkie nieistotne zmiany w MMP i procedurach, a także wszystkie wersje przedłożonych i zatwierdzonych MMP. Prowadzący instalacje musi wdrożyć pisemną procedurę regularnej oceny, czy plan metodyki monitorowania jest aktualny (FAR art. 9 ust. 1 i pkt 1 lit. g) załącznika VI).

Na okres pomiędzy aktualizacją MMP a faktycznym zatwierdzeniem przez organ właściwyprocedura FAR nie zawiera szczegółowe instrukcje dotyczące postępowania w sytuacji, tak jak to czyni MRR. Zaleca się jednak, aby prowadzący instalacje przestrzegali tych samych zasad (patrz także sekcja 5.6 i 5.7 wytycznych MRR nr 1):

- Prowadzący instalacje powinien korzystać z aktualnego MMP, zakładając, że jest on zgodny z FAR i że możliwe będzie zatwierdzenie go przez organ właściwy.
- Jeśli jednak dostępne są alternatywne źródła danych (np. zgodne z wcześniej zatwierdzonym MMP, a także zawarte w nowym), prowadzący instalacje powinien kontynuować używanie (tj. prowadzenie rejestrów) obu źródeł danych, dopóki organ właściwy nie zatwierdzi zaktualizowanego MMP .
- Po zatwierdzeniu zaktualizowanego MMP prowadzący instalacje może odrzucić dane niezgodne z najnowszym zatwierdzonym MMP, jeżeli równolegle wykorzystano różne źródła danych w wyniku aktualizacji MMP.
- Prowadzący instalacje prowadzi pełną dokumentację wszystkich przedłożonych i zatwierdzonych wersji MMP, w tym zapis dat zastosowania każdej wersji (art. 9 ust. 6 FAR). Jest to konieczne, aby umożliwić w pełni przejrzystą ścieżkę audytu, w tym na potrzeby weryfikatora.

5.5 System kontroli

Jak w MRR wytyczne nr 1: "*Monitorowanie […] to coś więcej niż tylko czytanie instrumentów lub przeprowadzanie analiz chemicznych. Niezwykle ważne jest zapewnienie, że dane są opracowane, gromadzone, przetwarzane i przechowywane w kontrolowany sposób. Dlatego prowadzący instalacje musi zdefiniować procedury i instrukcje, dla „kto pobiera dane skąd i co robi z danymi". […] Stanowią część planu monitorowania (lub są określone w pisemnych procedurach, w stosownych przypadkach) […]).*
Schemat przepływu danych jest często przydatnym narzędziem do analizy i/lub konfigurowania procedur przepływu danych. Przykłady działań związanych z przepływem danych obejmują odczyt z instrumentów, wysyłanie próbek do laboratorium i otrzymywanie wyników, agregowanie danych, obliczanie emisji z różnych parametrów i przechowywanie wszystkich istotnych informacji do późniejszego wykorzystania.
Ponieważ zaangażowani są ludzie (i często różne systemy informatyczne), można się spodziewać błędów w tych działaniach. "

To, co zostało tutaj powiedziane o MP, dotyczy również MMP. Nic, więc dziwnego, że wymogi dotyczące skutecznego systemu kontroli wewnętrznej dla danych dotyczących przydziału, zgodnie z art. 11 FAR, są zgodne z wymaganiami MRR art. 57–64[48]. W związku z tym nie wydaje się konieczne powielanie tych wytycznych w tym zakresie. Czytelnik jest proszony o zapoznanie się z ocenami ryzyka i środkami kontroli w celu złagodzenia istotnych błędówz następujących źródeł[49]:

- Dokument wytyczne MRR nr 1 dział 5.5;
- Dokument wytycznych MRR nr 6 („Działania w zakresie przepływu danych i system kontroli")
- Dokument wytycznych MRR nr 6a („Ocena ryzyka i działania kontrolne - przykłady")
- Narzędzie do oceny ryzyka można znaleźć na tej samej stronie internetowej.

Ponieważ wymagania FAR są bardzo podobne do wymagań MRR, prowadzącym instalacje zaleca się stosowanie tych samych procedur i środków kontroli, które zostały opracowane dla MP i rozszerzenie ich na wszystkie odpowiednie zbiory danych MMP, tam gdzie to możliwe. Takie podejście zmniejszy możliwości błędów i utrzyma system kontroli stosunkowo prosty, minimalizując potrzebę dodatkowego szkolenia, a ostatecznie upraszczając weryfikację danych FAR dzięki synergii między MP i MMP.

5.6 Unikanie luk w danych

5.6.1 Tymczasowe odstępstwa od zatwierdzonego MMP

Artykuł 12 ust. 1 dotyczy sytuacji, w której zatwierdzona metodyka monitorowania w MMP może być tymczasowo nieużywana. Dotyczy to np., jeśli przyrząd pomiarowy ulegnie awarii i wymaga wymiany lub naprawy. W takim przypadku obowiązuje:

- Prowadzący instalacje podejmuje wszelkie niezbędne środki w celu przywrócenia sytuacji zatwierdzonej w MMP. Chociaż nie jest to wyraźnie określone w FAR, logika FAR oznaczałaby, że jeżeli takie przywrócenie jest technicznie niewykonalne lub wiązałoby się z nieracjonalnymi kosztami, prowadzący instalacje musi wybrać nowe źródło danych zgodnie z hierarchią metodyk podaną w sekcji 4 załącznika VII FAR i przedłóż odpowiednią aktualizację MMP do zatwierdzenia przez organ właściwy bezzwłocznie.
- Ponieważ (w zakresie niepowodującym nieracjonalnych kosztów) MMP powinien zawierać „potwierdzające źródło danych" dla każdego zbioru danych, (który ma mniejszą dokładnośćniż podstawowe źródło danych, ale mimo to już zatwierdzony przez organ właściwy),prowadzący instalacje wykorzystuje to potwierdzające źródło danych za okres niedostępności źródła.
- Jeśli żadne potwierdzające źródło danych nie zostało zatwierdzone, jako część MMP, prowadzący instalacje musi wybrać inne dostępne źródło danych zgodnie z ogólną hierarchią.

W tym ostatnim przypadku art. 12 ust. 3 wymaga, aby prowadzący instalacje zmodyfikował MMP (tj. zawarł nowe potwierdzające źródło danych) i uzyskał zgodę organu właściwego. Ponadto prowadzący instalacje ocenia, czy iw jaki sposób działania kontrolne muszą zostać zaktualizowane, oraz zawierają procedurę unikania takiego odchylenia w przyszłości.

5.6.2 Brakujące dane

W przypadku, gdy luka danych wynika z brakujących danych podstawowych, prowadzący instalacje powinien użyć potwierdzającego źródła danych dla okresu brakujących danych. Jednakże, jeśli nawet tych danych brakuje, lub gdy nie określono żadnego potwierdzającego źródła danych w zatwierdzony

[48] Numery artykułów odnoszą się tutaj do MRR w wersji rozporządzenia (UE) 601/2012.
[49] Patrz przypis nr 1, gdzie znaleźć materiały pomocnicze MRR.

MMP, art. 12 ust. 2 wymaga od prowadzącego instalacje zastosowania odpowiedniej metody szacowania w celu określenia zachowawczych danych zastępczych dla odpowiedniego okresu i brakującego parametru. Ten artykuł dopuszcza metody „oparte na najlepszej praktyce w branży, aktualnej wiedzy naukowej i technicznej". Termin „zachowawczy" jest dalej wyjaśniony w sekcji 5.6.3.

Luki w danych muszą być wymienione w załączniku do raportu dotyczacego danych podstawowych[x], a dla każdej luki w danych należy podać należyte uzasadnienie.

Podobnie jak w przypadku tymczasowych odstępstw od MMP, art. 12 ust. 3 wymaga, aby prowadzący instalacjezaktualizował MMP, aby uniknąć luk w danych w przyszłości (np. wybierając bardziej wiarygodne dane podstawowe zbioru danych źródło lub poprawiając przepływ danych) i aby uzyskać zatwierdzenie organu właściwego. Ponadto prowadzący instalacje ocenia, czy iw jaki sposób działania kontroli wewnętrznej muszą zostać poddane aktualizacji.

[x]Na potrzeby danych historycznych należy uznać za wystarczające umieszczenie w MMP wszystkich wykorzystanych źródeł danych. Ponieważ dane historyczne ogólnie muszą wykorzystywać „dostępne dane", mogą wystąpić luki i często wymagane będą szacunki. Ponieważ jednak w takim przypadku sama metoda szacowania jest uznawana za „źródło danych", luki w danych „nieosiągalne" prawie nie wystąpią. Dlatego uzasadnienia wymagane w przypadku luk w danych można podać przez bardziej ogólny opis dostępności danych, zamiast dawać oddzielne uzasadnienia dla poszczególnych okresów lub zestawów danych. Również wszelkie marginesy bezpieczeństwa dodane w celu zapewnienia zachowawczych danych mogą być utrzymane na średnim poziomie.

5.6.3 Podejścia zachowawcze

FAR nie zawiera definicji „zachowawczy". MRR definiuje: „zachowawczy" rozumiane, jako zbiór założeń zdefiniowany w sposób zapobiegający niedoszacowaniu rocznych wielkości emisji lub przeszacowaniu liczby tonokilometrów". Należy zauważyć, że tonokilometry to poziomy działalności dla operacji lotniczych, do których stosuje się benchmark. Dlatego w tym samym duchu powinno się definicja dla celów FAR i może brzmieć następująco:
„**Zachowawczy"** oznacza, że zbiór założeń został zdefiniowany w celu zapewnienia, że nie nastąpi niedoszacowanie przypisanych emisji do podinstalacji lub przeszacowanie poziomu jej działalności.

Nie ma prostego, uniwersalnego podejścia do tego, jak zachować ostrożność przy założeniu lub metodzie szacowania. Należy unikać „nadmiernie zachowawczego podejścia" do danych, ponieważ zasada dokładności oznacza, że należy unikać systematycznego nadmiernego lub niedostatecznego raportowania. Komisja przedstawiła wytyczne dla celów MRR i AVR w zakresie ostrożnych szacunków emisji[50]. Rozdział 4 tego poradnika zawiera „zestaw narzędzi" do wypełniania luk w danych (przykłady podano tylko dla emisji), który zasadniczo proponuje metody, które w FAR rozważa metody korelacji lub ogólnie metody szacowania. Zestaw narzędzi proponuje również dodanie „marginesu bezpieczeństwa", aby zapewnić, że dane są rzeczywiście zachowawcze. Można to zrobić np. przez dodanie/odjęcie 2σ do średnich skorelowanych wartości lub użycie maksymalnej/minimalnej wartości pomiarów historycznych itp. zgodnie z powyższą sugerowaną definicją.

[51] dokument wytycznych bez numeru na „Dokonywanie ostrożnych szacunków emisji zgodnie z art. 70 MRR". Link do strony internetowej znajduje się w przypisie nr 1.

6. ZASADY MONITOROWANIA

6.1Przegląd zasad monitorowania FAR

System M&R FAR jest bardziej wymagający niż dla system monitorowania rocznych emisji w ramach MRR, ponieważ istnieje wiele różnych rodzajów danych (nie tylko strumienie materiałów wsadowych lub źródeł emisji, ale także produkty, (jakość i ilość), ciepło (temperatura, ciśnienie, nasycenie), ilość przepływu i przepływu zwrotnego) i energię elektryczną należy monitorować [51]. Ponadto monitorowanie na poziomie podinstalacji wymaga więcej wysiłku niż na poziomie instalacji, dlatego prowadzący instalacje, weryfikatorzy i organy właściwe muszą uzyskać dodatkową wiedzę.

Aby zrównoważyć te dodatkowe wymagania i utrzymać rozsądne działania monitorujące, zasady monitorowania FAR są prostsze niż w przypadku planu monitorowania wielkości emisji. Te uproszczenia dotyczą w szczególności następujących elementów:

- W FAR nie są definiowane żadne poziomy dokładności (inaczej niż w MRR). Jednak ze względu na zgodność systemu monitorowania nadal wymagane jest, aby prowadzący instalację wybrał „najdokładniejsze źródła danych". W tym celu FAR zapewnia zestaw podejść (patrz dział 6.6) I hierarchię, dla której podejście jest preferowane, tworząc system „hierarchii metodyk".
- Nie ma kategoryzacji instalacji (kategorii A, B, C i instalacji o niskiej emisji) lub innych zbiorów danych (takich jak strumienie materiałów wsadowych/pomniejsze /de minimis). W związku z tym istnieje mniej reguł, których należy przestrzegać.
- Aby ocenić, jakość podejścia do monitorowania, nie ma obowiązkowej oceny niepewności. Wyjątek ma zastosowanie tylko wtedy, gdy prowadzący instalacje chce przedstawić dowody na to, że odstępstwo od hierarchii metodyk można uzasadnić na podstawie mniejszej niepewności proponowanej metodyki (zob. Sekcja 6.6.3).

Ogólnie rzecz biorąc, obowiązuje ta sama zasada efektywności kosztowej, co w MRR, tj. prowadzący instalacje mogą wykorzystywać w miarę możliwości metody monitorowania, w przypadku, których stosowane są już przyrządy pomiarowe, metody pobierania próbek i analizy. Co więcej, ta sama zasada jak w MRR ma zastosowanie do unikania podejść, które są technicznie niewykonalne lub wiązałyby się z nieracjonalnymi kosztami (zob. sekcja 6.6.2). Jednak zasada udoskonalania ma również zastosowanie (zob. sekcja 5.4), chociaż jest mniej rygorystyczna z powodu braku określonych poziomów dokładności.

W celu opracowania MMP oraz monitorowania i raportowania danych w ramach FAR niezbędne są zgodnie z art. 6–12 FAR oraz z załącznikiem VII („Metody monitorowania danych"), załącznik VI („Minimalna treść planu metodyki monitorowania") oraz załącznik IV („Parametry do gromadzenia danych podstawowych", tj. treść raportów dotyczących danych podstawowych). Jednak w wielu aspektach odpowiednie przepisy zostały zawarte w MRR (w szczególności w odniesieniu do danych na temat wielkości emisji na poziomie instalacji, ale także w odniesieniu do ogólnych podejść, takich jak ocena ryzyka, system kontroli, stosowanie przyrządów niepodlegających kontroli prowadzącego instalacje, środki kontroli, jakościitp.) . Powinny być one stosowane „mutatis mutandis" do danych FAR, gdzie same FAR nie zapewnia regulacji przepisami. Ponadto należy wziąć pod uwagę AVR do celów weryfikacji i decyzję dotyczącą listy CL.
Artykuł 6 FAR (Ogólny obowiązek monitorowania) został już omówiony w sekcji 5.3.1. Artykuł7 (Zasady monitorowania) ustanawia podstawę „hierarchii metodyk" omówionej w sekcji 6.6. Artykuł 8

[51]Ta złożoność jest powodem, dla którego termin „zbiór danych" jest często używany w FAR i niniejszych wytycznych, aby objąć wszystkie rodzaje różnych danych.

(Treść i przedkładanie planu metodyki monitorowania MMP) jest szczegółowo omówiony w punktach 5.1 do 5.3, a art. 9 (Zmiany planu metodyki monitorowania MMP)stanowi podstawę sekcji 5.4.
Artykuł 10 (Podział na podinstalacja) ma kluczowe znaczenie dla całego systemu benchmarkingu w systemie EU ETS. W niniejszym poradniku omówiono go w rozdziale 4 i załączniku A (rozdział 7). Wytyczne dotyczące art. 11 (System kontroli) przedstawiono w sekcji 5.5, a art. 12 (Luki w danych) omówiono w sekcji 5.6.
Dlatego rozdział 6 skupia się na załączniku VII do FAR w celu uzupełnienia informacji o przepisach i wymogach dotyczących roli monitorowania (M&R) w FAR.

6.2Ogólne zasady

Artykuł 7 ust. 1 określa zasady monitorowania w ramach FAR: "Prowadzący instalacje określają pełne i spójne dane oraz zapewniają, aby nie dochodziło do jakiegokolwiek pokrywania się w odniesieniu do podinstalacji ani do podwójnego liczenia. Prowadzący instalacje stosują zasady określania przedstawione w załączniku VII, dochowują należytej staranności i wykorzystują źródła danych charakteryzujące się najwyższą możliwą do osiągnięcia dokładnością, na podstawie załącznika VII sekcja 4." Zatem dwa aspekty można uznać za kamienie węgielne monitorowania FAR:

- Dane muszą być kompletne (bez podwójnego liczenia) i spójne, dlatego niniejszy dokument poświęca dużo miejsca na ten temat (w szczególności zasady przedstawione w załączniku A, sekcja 7.3 Są w tym względzie niezbędne);
- Dokładność jest kluczowa. Prowadzący instalacje muszą dołożyć należytej staranności, aby osiągnąć ten cel.

Pierwszym krokiem do spełnienia tych zasad jest to, że FAR wymaga od prowadzącego instalacje stosowania wyłącznie metodyki monitorowania określonych w załączniku VII. W tym jednak tkwi dylemat. Podobnie jak w przypadku każdego prawodawstwa, FAR zostały napisane z zamiarem utrzymania ich w zwięzły sposób. Dlatego wiele wymagań jest sformułowanych przy użyciu ogólnego sformułowania (patrz sekcja 4.7). Jednak każdy z ok. 10 000 instalacji w systemie EU ETS jest inne i praktycznie niemożliwe jest zapewnienie szczegółowych zasad monitorowania obejmujących wszystkie te sytuacje[52]. Dylemat został rozwiązany w sekcji 3.1 załącznika VII do FAR. Zapewniając nadrzędną zasadę (zgodnie z tym, co jest znane z MRR):

- W przypadku, gdy załącznik VII nie przewiduje wyraźnie stosowanej metody monitorowania, prowadzący instalacje musi zastosować „odpowiednią metodę" zatwierdzoną przez organ właściwy (tj. prowadzący instalacje musi opracować metodę i wystąpić o jej zatwierdzenie przez organ właściwy).
- Taka dostosowana metoda jest uważana za „odpowiednią" (tj. może zostać zatwierdzona przez organ właściwy), jeśli jakiekolwiek pomiary, analizy, pobieranie próbek, kalibracje i walidacje do określenia konkretnego zbioru danych są przeprowadzane przy użyciu metod:
- W oparciu o odpowiednie normy;
- Jeżeli takie normy nie są dostępne, metody powinny opierać się na odpowiednich normach ISO lub normach krajowych.
- W przypadku braku obowiązujących opublikowanych norm należy stosować odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk branżowych lub inne sprawdzone naukowo metody, ograniczając pobieranie próbek i pomiary.

Krótko mówiąc, pierwszeństwo mają normy EN lub inne „sprawdzone najlepsze praktyki". Najważniejsze jest to, że metody muszą być uzasadnione naukowo. Aby uniknąć arbitralnego podejść do monitorowania, samodzielnie opracowane metody zajmują najniższą pozycję w hierarchii

[52] latego też MP i MMP muszą być opracowane przez prowadzącego instalacje dla specyficznej ich instalacji, ponieważ „ogólne przepisy mające zastosowanie" w samym prawodawstwie okazały się niewystarczające, w szczególności w celu zapewnienia spójności szeregów czasowych i bycia podstawą do weryfikacji.

metodyk do wybierania źródeł danych o najwyższej możliwej do osiągnięcia dokładności (patrz sekcja 6.6).

6.3Dane na poziomie instalacji i podzielone podinstalacje

Jedną z najbardziej fundamentalnych kwestii w monitorowaniu i raportowaniu FAR jest przypisywanie danych do podinstalacji, które obecnie wymagają monitorowania na poziomie podinstalacji. Jest to bardziej wymagające niż skupianie się tylko na poziomie instalacji, jak to robi MRR. W tym ostatnim przypadku często wymagany jest tylko jeden punkt pomiarowy na strumień materiałów wsadowych. W ramach FAR liczba niezbędnych punktów pomiarowych wzrasta wraz z liczbą podinstalacji, tj., co najmniej *n* punktów pomiarowych jest wymaganych dla parametru, przy czym *n* oznacza liczbę podinstalacji, w których dany parametr jest wymagany.

FAR Załącznik VII sekcja 3.2 zawiera podstawowe zasady podziału danych do podinstalacje. Punkt 2 tego działu zawiera zasady dotyczące sytuacji, w których dostępne są różne przyrządy pomiarowe do przeprowadzenia podziału danych. Punkt 1 tej sekcji zawiera zasady dla sytuacji, w których nie ma dostępnych przyrządów pomiarowych lub gdzie ich odczyty nie dają bezpośrednich wyników dla wymaganego parametru. Zostało to wyjaśnione w sekcji 6.3.2.

6.3.1 Wykorzystanieprzyrządów pomiarowych na podinstalacji

Jedną z najczęstszych sytuacji w instalacjach objętej systemem EU ETS jest to, że paliwo jest wykorzystywane w kilku stacjonarnych urządzeniach technicznychw instalacji. Ta sytuacja została wybrana ze względu na jej prostotę, aby zilustrować podstawowe zasady dzielenia danych na podinstalacje. Jednak podobne podejścia dotyczą wszystkich rodzajów przepływów materiałów i energii, np. przypisanie zużycia ciepła lub energii elektrycznej do podinstalacji.

W przykładzie zużycie gazu ziemnego określa się za pomocą ciągłego pomiaru. W instalacjach objętych systemem EU ETS często występuje jeden pomiar centralny (główny licznik gazu), w którym gaz wchodzi do instalacji, oraz kolejne podlicznik w poszczególnych urządzeniach. Jakość liczników może się różnić. Główny licznik ma największe znaczenie ze względów ekonomicznych, a zarówno prowadzący instalacje, jak i dostawca gazu są zainteresowani dokładnymi wynikami pomiarów. W wielu państwach członkowskich takie liczniki podlegają, zatem kontroli(National Legal Metrological Control (NLMC), w Polsce **Głównemu Urzędowi Miar.**Ale także tam, gdzie prowadzący instalacje nie jest, właścicielem instrumentu (często dostawca gazu lub operator sieci) zapewni regularną konserwację i kalibrację przyrządu (w tym instrumentów do kompensacji temperatury i ciśnienia). Ze względu na koszty utrzymania urządzeń inne przyrządy często mają mniejszą dokładność (większa niepewność). Ponadto mogą istnieć pewne jednostki nie mają oddzielnych liczników lub lokalizacje liczników mogą nie pokrywać się z granicami podinstalacji. FAR załącznik VII sekcja 3.2 punkt 2 zawiera zasady wymagane w takich przypadkach, jak wyjaśniono w przykładzie poniżej.

Przykład (patrz rysunek 4) dotyczy fikcyjnej instalacji gdzie wykorzystywany jest gaz w 3stacjonarnych urządzeniach technicznych obsługujących dwie podinstalacje. Urządzenie 1 i 2 należą do podinstalacji1, a urządzenie 3 należy do podinstalacji 2. Rysunek przedstawia różne sytuacje, które można znaleźć w typowych instalacjach:

- Przypadek 1: W tej prostej, sytuacji całkowita ilość gazu jest mierzona przez przyrząd pomiarowy jak całość gazu skierowana do instalacji MI_{total}. Ten instrument jest również używany w zatwierdzonym MP zgodnie z MRR (jak omówiono w sekcji 6.5, sytuacja ta jest uważana za najwyższą dostępną dokładność dla celów FAR, a prowadzący instalacje musi również użyć tych danych dla FAR). Drugi przyrząd pomiarowy(MI-1) odnosi się bezpośrednio do podinstalacji 1. Jego

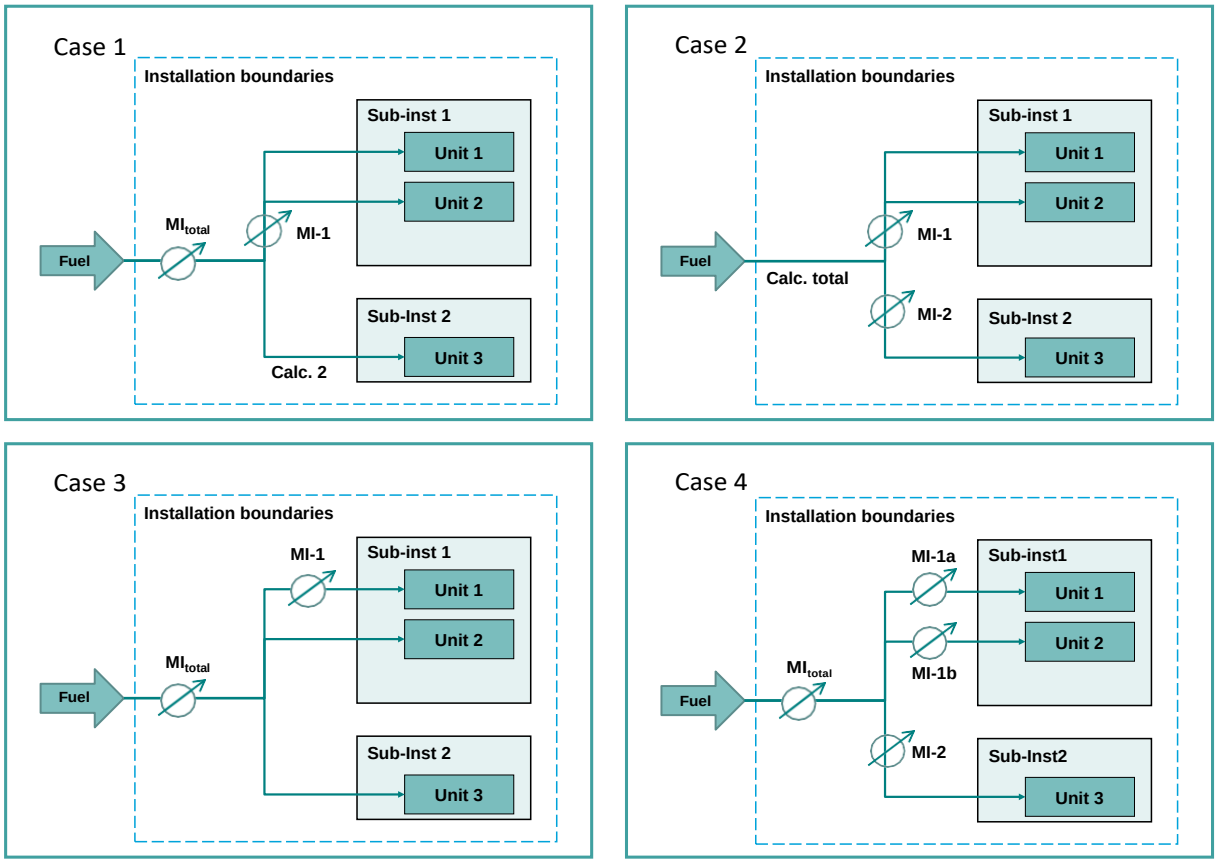
wyniki powinny być wykorzystywane do celów FAR[53]. Ilość gazu dla podinstalacji 2 jest po prostu obliczana, jako różnica między odczytami MI_{total} i MI-1[54].

- Przypadek 2: Jest to inny prosty przypadek z dwoma licznikami dla dwóch podinstalacji. Ponieważ nie ma licznika dla odczytu całkowitego gazu wchodzącego do instalacji, należy założyć, że zatwierdzony MP zgodnie z MRR wymaga od prowadzącego instalacje określenia zużycia gazu do obliczenia emisji na poziomie instalacji, jako sumy odczytów tych dwóch liczników. W związku z tym obydwa liczniki spełniają wymogi pkt a) ppkt 4.4 załącznika VII FAR i mogą być wykorzystywane bezpośrednio do celów FAR.
- Przypadek 3: Chociaż znajdują się tutaj dwa liczniki, nie są one umieszczone w taki sposób, żeby określić zużycie gazu na poziomie podinstalacji. Prowadzący instalacje będzie musiał ustalić sytuację bardziej podobną do przypadku 1, tj. prowadzący instalacje powinien zainstalować doddoatkowe liczniki w pozycji takiej jak MI-1 lub jak MI-2 w przypadku 2, a następnie kontynuować wskazanie zużycia gazu jak w przypadku 1. Prowadzacy instalacjemusi zastosować inną metodę określania zużycia gazu w podinstalacji do celów danych historycznych w tej instalacji. Mogą to być korelacje lub metody szacowania omówione w sekcji 6.4. W przypadku (prognozowania) danych monitorujących prowadzący instalację może uniknąć instalowania kolejnegolicznika tylko wtedy, gdy może udowodnić organowi właściwemu, że zainstalowanielicznika spowodowałoby nieracjonalne koszty lub byłoby technicznie niewykonalne.
- Przypadek 4: W tym przypadku zużycie gazu jest „szczegółowe", tzn. istnieje więcej przyrządów pomiarowych niż jest to wymagane. W takiej sytuacji często obserwuje się, że suma odczytów pod-liczników (MI-1a, MI-1b i MI-2) różni się od odczytu sumy całkowitej licznika MI_{total}. Jak wyjaśniono powyżej, zwykle przyjmuje się, że wynik sumy jest najbardziej niezawodny, tzn. W MRR takie podejścia jest zgodne z najwyższym poziomem dokładności (wykazuje najniższyniepewność) oraz w kategoriach FAR reprezentuje najwyższe możliwe dokładności dla dostępnych danych, ponieważ jest jak wskazuje pkt (a) sekcji 4.4 załącznikaVII (jest instrumentem zatwierdzonego MP w ramach MRR). Dostosowane tak, aby ich suma była identyczna z danymi na poziomie instalacji. Osiąga się to poprzez zastosowanie punktu (2) (a) sekcji 3.2 załącznika FAR: „Współczynnik uzgadniania" jest obliczany (w tym przypadku: Odczyt MI_{total} podzielony przez sumę odczytów trzech liczników). Odczyty z podliczników są następnie korygowane przez pomnożenie ich przez ten współczynnik uzgodnienia

Uwaga: Przypadek 4 zakłada, że MI_{total} jest najlepszym instrumentem, a pozostałe są niższej, jakości danych. Nie zawsze tak jest. Równie dobrze może być np. MI-2 ma znacznie wyższą dokładnośćniż pozostałe dwa liczniki. W takim przypadku uzasadnione byłoby użycie metody opisanej w przypadku 1. Przyrządy MI-1a i MI-1b byłyby wtedy używane tylko, jako potwierdzające źródło danych. FAR załącznik VII sekcja 3.2 Punkt 2 nie wskazuje preferencji dla żadnego z podejść, tj., gdyprowadzący instalacje ma wystarczającą ilość dostępnych źródeł danych, wybór należy dokonać na podstawie sekcji 4.4 ZałącznikaVII.

[53]Dotyczy to w szczególności danych historycznych. Jednak w celu przyszłego monitorowania może okazać się konieczne, aby prowadzący instalację przedstawił uzasadnienie jego zastosowania lub może być zmuszony do zainstalowania kolejnego instrumentu dla wyżej w hierarchii podanej w sekcji FAR załącznika VII sekcja 4.4, jeśli obecny instrument nie mieści się w najwyższej dokładności. Więcej informacji podano w sekcji 6.6.

[54] Punkt 2 lit. b w dziale 3.2 załacznika VII do FAR *„Jeżeli dane dotyczące tylko jednej podinstalacji są nieznane lub niższej jakości niż dane dotyczące innych podinstalacji, znane dane dotyczące podinstalacji można odjąć od danych dotyczących całej instalacji. Metoda ta jest zalecana jedynie w przypadku podinstalacji, które mają mniejszy wpływ na przydział uprawnień dla instalacji."* Ostatnie zdanie wskazuje, że FAR generalnie preferuje pomiary bezpośrednie przez metodami pośrednimi, takie jak odejmowanie. Tam, gdzie maże być wykoany pomiar jest dokładniejszy niż tylko „mniejsza ilość", preferowane podejście wymagałoby w instalacji zamontowania dodatkowego licznika dla podinstalacji 2 i zastosowania podejścia współczynnika uzgadniania opisanego w przypadku 4.



Rys. 4: ·Różne przypadki mierzenia ilości paliwa, które jest dzielone na podzielone na podinstalacje. Wyjaśnienie różnych przypadków zostało przedstawionew tekście.

6.3.2. Podział na podinstalację bez bezpośredniego pomiaru na przyrządzie pomiarowym

Jak widać w poprzednim przykładzie (przypadek 3), czasami nie ma dostępnych instrumentów pomiarowych do dzielenia danych zgodnie z granicami podinstalacji. Mogą nawet zdarzyć się przypadki, w których oddzielny pomiar jest niemożliwy, ponieważ procesy odbywają się jednocześnie lub w obrębie tego samego urządzenia. Jak wspomniano w sekcji 6.2, Załącznik VII do FAR nie zawiera szczegółowych zasad dla każdego możliwego przypadku. Zakres możliwych podejść wykraczających poza zasadę najlepszej praktyki przemysłowej lub naukowo sprawdzanej metody, pkt 1 załącznika VII sekcja 3.2 FAR zawiera następujące dwie zasady postępowania przy podziale na podinstalacji przy braku bezpośrednich pomiarów:

- Punkt (a) tego działu FAR opisuje sytuację produkcji sekwencyjnej na tej samej „linii produkcyjnej" (lub stacjonarnym urządzeniu technicznym) w oparciu o czas użytkowania. Ta zasada dotyczy np. pieca wapiennego opisanego w sekcji 4.5, gdzie mam jeden licznik gazu służyłby dwóm różnym podinstalacjom, a podział danych musi być przeprowadzany według okresów czasu ich pracy (tj. odczyty z gazomierza są wymagane za każdym razem, gdy następuje przełączenie między podinstalacjami i są wykonywane)[55]. Inne typowe przykłady to produkcja chemikaliów lubw niektórych gałęziach przemysłu spożywczego, w których różne produkty są wytwarzane partiami jeden po drugim przy użyciu tego samego sprzętu, i gdzie może być konieczne przypisanie (mierzalnego) zużycia ciepła tym produktom w celu odróżnienia podinstalacji CL i nie-CL.
- Punkt b) obejmuje wszystkie przypadki, w których okresy nie można odpowiednio wyodrębnić, tj. sytuacje, w których różne produkty są wytwarzane jednocześnie. Może to nawet obejmować proces, w którym dane zasadniczo nie są mierzalne oddzielnie, takie jak zużycie ciepła w reakcjach chemicznych, w których kilka produktów wynika z tego samego procesu[56]. Bardziej powszechna sytuacja polega na tym, że mierzalne ciepło należy przypisać wielu procesom produkcyjnym i urządzeniom technicznym w złożonej instalacji, gdzie prowadzący instalacje poniosłyby nieracjonalne koszty dla odpowiedniego opomiarowania licznikami wykorzystywanego ciepła.
  Reguła pozwala prowadzącemuinstalacje na przypisaniu parametru, który mają być podzielony zgodnie z granicami podinstalacji (np. Ilość mierzalnego ciepła i powiązane z nią emisja) „w oparciu o masę lub objętość wyprodukowanych pojedynczych produktów lub szacunki opartego na stosunku wolne entalpie reakcji związanych z reakcjami chemicznymi lub w oparciu o inny odpowiedni klucz dystrybucji ciepła, który jest potwierdzony przez metodykę naukową."

  Sekcja 6.5 Zawiera przykłady zastosowania tych zasad.

  Uwaga: Może się zdarzyć, że łączne dane dla instalacji odbiegają od sumy danych podinstalacji podczas korzystania z różnych metod. Zasady zawarte w sekcji 3.2 Załącznika VII (wykorzystanie współczynnika różnicy lub uzgadniania, zob. Sekcja 6.3.1) muszą być stosowane w celu zapewnienia, że dane sumują się do tej samej wartości. Oczywiście to należy wziąć pod uwagę, że niektóre parametry nie są przypisane do żadnej podinstalacji (patrz ramka na stronie 22).

[55]Można argumentować, że zegar jest również przyrządem pomiarowym. Jednak w tym przypadku zegar to tylko połowa historii. Prowadzący instalacje musi także ustalić metodologię określania dokładnego czasu przełączania między podinstalacjami, tj. Okres przejściowy może być przypisany do dwóch podinstalacji przy użyciu uzasadnionych danych.

[56]Jednak ten przykład ma niewielkie znaczenie praktyczne, ponieważ niektóre wskaźniki emisyjności dla produktów chemicznego określane są w taki sposób, że obejmują kompletny odpowiedni asortyment produktów (np. HVC, związki aromatyczne itp.).

6.4 Wyznaczanie danych bezpośrednich i pośrednich

FAR przyznaje, że ze względu na potencjalnie dużą liczbę zbiorów danych do ustalenia częstonie będzie możliwe (w zależności od technicznej wykonalności i/lub nieracjonalnych kosztów) zainstalowanie przyrządów pomiarowych we wszystkich potrzebnych miejscach w instalacji. To samo odnosi się do odpowiedniego pobierania próbek i analiz dla wszystkich wykorzystywanych materiałów. W związku z tym FAR rozróżnia w załączniku VII:

Metoda bezpośredniego wyznaczaniadanych: oznacza to określenie ilości (paliwa, materiałów, mierzalnego ciepła, gazy odlotowe, energia elektryczna), w których dostępny są przyrządy pomiarowy do monitorowania, który można odczytać w celu natychmiastowego podania ilości, takiej jak m^3 lub tony paliwa, TJ lub MWh zużyte, itp.

Bezpośrednie określenie danych może ponadto oznaczać wykorzystanie dokumentów zawierających wartości wynikające z takich bezpośrednich pomiarów, np. faktury za paliwa oparte na przyrządach pomiarowych niebędących pod kontrolą prowadzącego instalacje lub dane historyczne zawarte w pisemnej dokumentacji prowadzącego instalacje lub bazach danych.
Do celów analiz wyznaczania bezpośrednio danych oznacza, to, iż analizowany jest sam parametr analityczny (np. zawartość węgla w materiale), podczas gdy oznaczenie pośrednie oznaczałoby, że zawartość innych składników jest analizowana, a zawartość węgla jest określana przez obliczenie różnica.

Metoda pośredniegowyznaczaniadanych: oznacza to obliczenie wartości w oparciu o inne dane ilościowe, które można bezpośrednio określić. Przykładem może być sytuacja opisana w przypadku 1 przykładu w sekcji 6.3.1, w której zużycie paliwa podinstalacji 2 jest obliczane (tj. wyznaczeniepośrednio), jako różnica między innymi wartościami określonymi przez bezpośredni pomiar (zużycie paliwa całej instalacji do poziom zużycia paliw przez podinstalację 1). Przykładem wyznaczania pośredniego danych są dane dotyczące składu palonego wapna, w którym określa się zawartość wolnego CaO i wolnego MgO oraz zanieczyszczeń, a nieprzereagowany, CO_2 określa się na podstawie różnicy do 100%.

Zgodnie z ogólną zasadą FAR woli ustalanie bezpośrednie niż metody pośrednie, co jasno wynika z hierarchii metod omówionych w sekcji 6.6 niniejszego dokumentu.

FAR Załącznik VII sekcja 3.4 zawiera szeroki zakres metodyk pośrednich, w szczególności do przypisywania mierzalnego ciepła do podinstalacji, ponieważ ciepłomierze często nie są wystarczająco dostępne, a procesy zużywające ciepło są bardzo zróżnicowane (takie jak proces (endotermiczna) w reakcjach chemicznych, ogrzewanie, suszenie, destylacja materiałów, ogrzewanie pomieszczeń, dezynfekcja itp.):

„Jeżeli dla wymaganego zbioru danych nie jest dostępny bezpośredni pomiar lub podejście analityczne, zwłaszcza w przypadkach kiedy mierzalne ciepło netto jest przekazywane do różnych procesów produkcji, prowadzący instalację proponuje wykorzystanie metody pośredniego wyznaczania danych, na przykład:

a) obliczenie na podstawie znanych procesów chemicznych lub fizycznych, z wykorzystaniem odpowiednich, przyjętych wartości określonych na podstawie literatury dla właściwości chemicznych i fizycznych przedmiotowych substancji, odpowiednich wskaźników stechiometrycznych i właściwości termodynamicznych, takich jak entalpia reakcji, w stosownych przypadkach;

b) obliczenie na podstawie danych projektowych instalacji, takich jak efektywności energetyczne jednostek technicznych lub zużycie energii na jednostkę produktu;

c) korelacje na podstawie badań empirycznych służących do wyznaczenia szacowanych wartości dla wymaganego zbioru danych z nieskalibrowanego wyposażenia lub danych udokumentowanych w protokołach produkcji. W tym celu prowadzący instalację zapewnia, aby korelacja spełniała wymogi dobrej praktyki inżynierskiej i była stosowana wyłącznie w

*celu wyznaczenia wartości wchodzących w zakres, dla którego została określona. Co najmniej raz do roku prowadzący instalację ocenia ważność tego typu korelac*ji."

Po opracowaniu odpowiedniej metody przypisania odpowiedniego parametru do podinstalacji można odpowiednio przypisać dalsze parametry, (jeśli są skorelowane)[57]. Jeśli na przykład w instalacji musi być podzielić całkowite mierzalne ciepło zużyte w podinstalacji CL i non-CL w procesach produkcyjnych, ten sam stosunek zużycia ciepła może być następnie zastosowany do rozdzielenia ilości paliwa w instalacji, nakładu energii i emisji zgodnie z granicami podinstalacji.

Pomiar mierzalnego ciepła może być szczególnym przypadkiem. Zastosowanie pojedynczego ciepłomierza, który ma zintegrowane wszystkie niezbędne pomiary parametrów, byłoby uważane za bezpośrednie określony. Podobnie, pomiar przepływu medium grzewczego, temperatury i stanu w pojedynczej rurze na wylocie z kotła, w połączeniu z pojedynczym miejscem do pomiaru przepływu/temperatury w punkcie powrotu do kotła, można uznać za wyznaczone bezpośrednio. Z drugiej strony, oddzielne pomiary temperatur i przepływu (i stanu nasycenia) w różnych lokalizacjach potencjalnie można by uznać za pomiar pośredni, w szczególności, jeśli nie wszystkie niezbędne ilości są mierzone we wszystkich wymaganych punktach. W razie wątpliwości prowadzący instalacjepowinien uzyskać zgodę organu właściwego przy wyborze źródeł danych.

6.5 Przykłady pośrednich metod określania i korelacji

Przykład 1 –podinstalacji objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple (chemikalia)

W tym przykładzie mierzalne ciepło jest wytwarzane w jednej jednostce CHP. Jest on następnie konsumowany w dwóch procesach produkcyjnych, z których jeden produkuje produkt CL, a drugi produkt non - CL. Dlatego przypisanie ciepła (i związane z nim zużycie paliwa i emisje) należy przypisać do odpowiednich podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple. Dla przykładu zakłada się, że dostępnych jest kilka bezpośrednich pomiarów.

Krok 1: Określenie produkowanego ciepła mierzalnego: minimalna znana informacja to ilość paliwa wprowadzanego do jednostki kogeneracyjnej, jak również wydajność projektowa urządzenia dla produkcji energii elektrycznej i ciepła. Paliwo jest już wymagane przez MRR i dlatego też wkład paliwa, stosując sekcję 8 załącznika VII FAR (patrz sekcja 6.10) jest znany. Gdy to wiadomo, można również określić emisje związane z produkcją ciepła. Główne emisje należą do produkcji energii elektrycznej, a zatem nie są przypisywane do żadnej podinstalacji.

Krok 2: Określenie podziału między podinstalacją CL i non-CL opartą na wskaźniku emisyjności opartym na cieple: Prowadzący instalacje może zaproponować dokonanie tego podziału, przypisując całkowitą ilość ciepła proporcjonalną do masy dwóch produktów, każdy pomnożony przez współczynnik ważenia. W tym przypadku masa dwóch produktów jest mierzona bezpośrednio, a współczynniki ważenia są pobierane z dokumentacji projektowej instalacji (przy założeniu, że dokumentacja ta zawiera informacje, takie jak „zużyte ciepło xTJ na tonę produktu" lub „y tony nasyconej pary 110°C "- minimalnym wymaganiem byłoby tutaj, aby informacje były dostępne dla obu produktów i przy użyciu porównywalnych jednostek, w tym przypadku ciepło TJ i tony pary można porównać za pomocą odpowiednich tabel). MMP musi zawierać opis i uzasadnienie sposobu, w jaki współczynniki ważące są określane i stosowane.

W tym przykładzie obowiązywałoby następujące równanie:

[57]FAR sekcja 10.1.1 załącznika VII, ostatnia trret: "*Jeżeli nie można przypisać emisji ze strumieni materiałów wsadowych lub źródeł emisji zgodnie z innymi metodami, przypisuje się je za pomocą skorelowanych parametrów, które zostały już przypisane do podinstalacji zgodnie z sekcją 3.2. W tym celu prowadzący instalację przypisuje ilości*

$$H_{total} = H_{CL} + H_{nonCL} = h_{CL} \cdot M_{CL} + h_{nonCL} \cdot MM_{nonCL}$$

Gdzie:

H_{total} to całkowita ilość mierzalnego ciepła zużywanego w instalacji,

H_{CL} i H_{nonCL}są zmiennymi do wyznaczenia, zużycie ciepła na tonę produktu, a M masa produktuw tonach. Ponieważ istnieją tylko dwa produkty, tylko jedno z dwóch określonych poborów ciepła musi być znane, jeśli całkowite ciepło jest znane. Jeśli znane są wszystkie trzy zmienne, może być konieczny zastosowania współczynnik uzgadniania (patrz przykład 4, rozdział 6.3.1).

Wsad paliwa i emisje z każdej podinstalacji może określić na podstawie danych dotyczących ciepła określonych w kroku 1, przy użyciu stosunku H_{CL} / H_{nonCL} określonego w kroku 2.

Przykład 2: Piec wapienny z drugim produktem

Przykład opiera się na instalacji opisanej w sekcji 4.5: Zakładając, że w tym piecu nie ma żadnego dozowania gazu, określenie gazu ziemnego należącego do podinstalacji wapiennej i podinstalacji objętej wskaźnikiem opartym na paliwie wymaga następujących informacji:

- Pomiar z okresu, w którym wytwarzane jest wapno (nadające się do sprzedaży) i/lub kiedy wytwarzany jest tlenek magnezu, w tym definicja, kiedy należy dokonać podziału (należy założyć, że pomiędzy okresem wytwarzania wapno do sprzedaży lub tlenek magnezu do sprzedaży,występujeokres, gdy zużycie gazu musi być gdzieś przypisane). W tym drugim przypadku prostym założeniem byłoby to, że decydującym momentem jest zawsze rozpoczęcie zasilania w nowysurowiec[58].
- Ponieważ spalanie tlenku magnezu i wapna zachodzi w różnych temperaturach procesowych, jest mało prawdopodobne, aby ta sama ilość gazu była zużywana na godzinę w obu przypadkach. W celu określenia godzinowego zużycia gazu prowadzący instalacje ma następujące możliwości:
  - Przeprowadzaj testy w czasie, gdy w instalacji nie działają inni odbiór gazu, np. podczas konserwacji innych urządzeń w instalacji;
  - Stosować wartości literaturowe dla specyficznego zapotrzebowania na energię spalania wapna i tlenku magnezu (i stosując pewne współczynniki korygujące dla strat ciepła, dla których należy przyjąć zachowawcze założenia);
  - Itd.

Przykłady korelacji

Inne przykłady, w których korelacje mogą być przydatne: Zgodnie z MRR, załącznik IV, sekcja 9, ilość wyprodukowanego klinkieru może być „Odwrócona kalkulacja” na podstawie ilości wyprodukowanego cementu i stosunku klinkier/cemencie w różnych produkowanych gatunkach cementu. Odwrotną kalkulację można wykorzystać do określenia potrzebnych ilości cementu w przykładzie przedstawionym w sekcji 4.5.

MRR wyraźnie pozwala także na użycie „korelacji empirycznych”, np. określenie współczynników emisji na podstawie pomiarów gęstości określonych olejów lub gazów, w tym tych wspólnych dla rafinerii lub przemysłu stalowego (tj. gazów odlotowych w sensie FAR), lub współczynników emisji opartych na wartości opałowej netto dla określonych rodzajów węgla. Te korelacje muszą być określone przy użyciu wspólnych zasad ustanowionych przez analizy laboratoryjne.

[58]Jeśli jest to wystarczająco uzasadnione, można zastosować również bardziej skomplikowane procedury. Jeśli np. Wyznaczenie pośredniego okresu produkcji zostanie wprowadzone dla produkcji klinkieru cementowego w tym przykładowym miejscu, i związane z tym zużycie gazu, jak również powiązane emisje procesowe można uznać za część podinstalacja klinkieru.

6.6 Wybór najdokładniejszego źródła danych

Artykuł 7 FAR wymaga, aby prowadzący instalacje używał „źródeł danych reprezentujących najwyższą możliwą do osiągnięcia dokładność zgodnie z sekcją 4 załącznika VII". Proces wyboru tych źródeł danych jest wyjaśniony w tej sekcji.

W wielu przypadkach prowadzący instalacje ma kilka ustaleń w odniesieniudo przyjętych wartościw zestawie danych. Może być na przykład wybór między dodaniem wartości kilku liczników w celu uzyskania sumy całkowitej lub wykorzystanie całkowitego licznika, jako podstawowego źródła danych i wykorzystanie tylko licznikówcząstkowych na podział na podinstalacje. Może również istnieć wybór między licznikami pod kontrolą prowadzącego instalacje, a innymi licznikami (np. Kontrola dostawcy lub dystrybutora paliw). Z drugiej strony może być również brak liczników lub analiz, a prowadząc instalacje może być zmuszony do wymyślenia jednego lub więcej metod pośrednich (w tym, w razie potrzeby, szacunków lub korelacji), i wybierz między nimi.

Dla każdego zestawu danych prowadzący instalacje musi wybrać metody określania zarówno dla danych historycznych i do monitorowania danych w przyszłości. Często nie wspomina się o tym w FAR i tym dokumencie, ponieważ można założyć, że dostępne są dane historyczne w zapisach pomiarów przy użyciu tych samych instrumentów, co przy przyszłym monitorowaniu. Jednak ze względu na zasadę ulepszania (np. instalacja zainstaluje nowe dodatkowe liczniki) źródła danych historycznych i nowe mogą (muszą) różnić się. Podejście do wybierania źródeł danych jest w większości takie samo dla obu rodzajów danych, z jedynym wyjątkiem, że dla przyszłego monitorowania prowadzący instalacje może być zmuszony do zainstalowania przyrządów pomiarowych lub przeprowadzenia analiz, które nie są dostępne dla danych historycznych.

Proces wyboru[59]: Jak wspomniano w dziale 5.2 na temat rozwoju MMP, prowadzący instalacje powinien najpierw wymienić wszystkie dostępne źródła danych dla każdego wymaganego parametru (zbioru danych). Tam, gdzie istnieje potrzeba użycia metod pośrednich, zwykle warto rozważyć kilka różnych metod. Nawet tam, gdzie możliwy jest bezpośredni pomiar, ważne jest, aby myśleć o dalszych źródłach danych w celu przeprowadzenia kontroli potwierdzających. Wszędzie tam, gdzie prowadzący instalacje ma więcej niż jedną opcję monitorowania, art. 7 i załącznik VII sekcja 4.3 FAR wymaga od prowadzącego instalacje wyboru „najlepszego" źródła danych, jako podstawowego źródła danych (takiego, które dostarcza dane, które ostatecznie trafiają do raport dotyczącego danychpodstawowych), w miarę możliwości „drugie najlepsze" źródło, jako potwierdzające źródeł danych. Znaczenie tego ostatniego przedstawiono w sekcjach 5.5 i 5.6 tego dokumentu. Opis hierarchii źródeł poniżej dotyczy zarówno podstawowych, jak i potwierdzających źródeł danych.

„Najlepsze" źródła danych to po pierwsze te, które zajmują najwyższe pozycje w hierarchii metodyk (dział 6.6.1 poniżej). Prowadzący instalacje powinien jednak również wziąć pod uwagę, że wybrane źródła „zapewniają jasny przepływ danych przy najniższym ryzyku nieodłącznym i ryzyku kontroli"[60]. W stosownych przypadkach przy wyborze źródła danych prowadzący instalacje powinien podać odpowiednie uzasadnienie w MMP dotyczące odstępstwa od hierarchii metodyk dla źródeł danych.

Uwaga: W przypadku wszystkich parametrów, które należy określić, wymagane są dane roczne, spełniające granice między latami kalendarzowymi (północy 31 grudnia) tak ściśle, jak to możliwe. Dział 5 załącznika VII do FAR zawiera odpowiednie przepisy w tym celu. Ponieważ są one identyczne z podobnymi przepisami MRR, nie podano tutaj dalszych wskazówek. Dział 6.1.2 MRR wytyczne nr 1

[59] Proces ten dotyczy zasadniczo danych historycznych i danych monitorowanych na bieżąco. Jednak „dostępne" źródło danych obejmuje również opcję zakupu nowych przyrządów pomiarowych, podczas gdy ta opcja jest oczywiście wykluczona dla danych historycznych.

[60] Załacznik VII dział 4.3

podaje wymagane informacje do monitorowania emisji, które można zastosować *„mutatis mutandis*" do wszystkich zbiorów danych FAR.

6.6.1 Hierarchia źródeł danych

FAR w dziale 4.4 do 4.6 załącznika VII przedstawia hierarchię dla różnych ogólnych typów zbiorów danych. Jest to „hierarchia", ponieważ FAR wyraźnie stwierdza, że pierwszy lub dwa wymienione punkty są uważane za „najwyższą dokładność", a pozostałe są drugi najlepszy do najgorszego w kolejności malejącej. Zatem prowadzący instalacje może określić dlakażdego źródła danych, do której kategorii pasuje, a im wyższa kategoria znajduje się na liście, tym lepsze byłoby jego użycie. W idealnym świecie byłyby używane tylko źródła danych o najwyższej hierarchii (tj. tylko źródła danych z dwóch pierwszych kategorii). Jednak w celu ograniczenia kosztów prowadzących instalacje, art. 7 dopuszczaodstępstwa:

- Źródło danych o mniejszej dokładności może być wykorzystane, jeśli prowadzący instalacje może wykazać, że źródła danych o większej dokładności byłyby technicznie niewykonalne lub spowodowałyby nieracjonalne koszty (patrz sekcja 6.6.2), lub
- Jeśli na podstawie (uproszczonej) oceny niepewności wybrane źródło danych uzyskają lepszą ocenę niż alternatywę (patrz sekcja 6.6.3).

Hierarchia jest wyjaśniona poniżej w innych słowach niż w FAR, aby wyjaśnić podstawowe założenia. W razie wątpliwości istotny jest tekst FAR.

1. Ilość materiałów i paliw

Dział 4.4 załącznika VII ma zastosowanie do wszystkich rodzajów materiałów w zbiorze danych i wyjściach na poziomie instalacji i podinstalacji. W terminologii MRR sekcja ma zastosowanie do „danych dotyczących działalności, strumieni materiałów wsadowych". Dla celów FAR jest to więcej danych o działalności dotyczy wewnętrznych strumieni materiałów wsadowych, gazów odlotowych, a także poziomów produkcji instalacji.

- Preferowanym podejściem jest przestrzeganie logiki MRR dla strumieni materiałów wsadowych. Jeżeli dane są potrzebne na poziomie instalacji, dlatego dane zgodne z zatwierdzonym MP zgodnie z MRR są uważane za najlepszą, jakość i powinny być zawsze używane. Pozwala to uniknąć niespójności w przypadku wybrania innego źródła i zmniejsza obciążenie administracyjne, unikając potrzeby innego uzasadnienia wyboru źródeł danych.
- Jednak w przypadku przepływów materiałów niewskazanych w MRR (tj. tylko przepływy między podinstalacjami, tj. „Wewnętrzne strumienie materiałów wsadowych"), MP nie zawierają żadnych źródeł danych, a to „najlepsze" źródło nie jest dostępne.
- W przypadku wszystkich zestawów danych, które nie zostały jeszcze uwzględnione w MP w MRR, wybór źródeł danych powinien być mniej uciążliwy niż w MRR. Dlatego nie są definiowane żadne poziomy dokładności, a wybór opiera się na bardziej jakościowych kryteriach. W celu bezpośredniego określenia zbiorów danych obowiązuje:
  - Przyrządy pomiarowe podlegające krajowej prawnej kontroli metrologicznej lub zgodne z dyrektywą MID [61] lub NAWI [62] są preferowane w stosunku do innych instrumentów, niezależnie od ich cech niepewności. W takim przypadku FAR nie wyraża preferencji, czy dany instrument znajduje się pod kontrolą prowadzącego instalacje, czy nie (jest tak, dlatego, że prawna kontrola metrologiczna jest często stosowana w przypadku transakcji handlowych i jest zazwyczaj zaufana przez obu partnerów handlowych)[63].

[61] Dyrektywa w sprawie przyrządów pomiarowych (2014/32/EU)

[62] Wagi nieautomatyczne (Dyrektywa 2014/31/UE)

[63] Dowody na zgodność z dyrektywą MID lub NAWI to zazwyczaj odpowiednie oznakowanie CE na przyrządach. Zgodność z NLMC można wykazać za pomocą różnych form oznaczeń weryfikacyjnych. Przykłady podano w materiale szkoleniowym dotyczącym oceny niepewności,

- Kolejne najlepsze instrumenty to inne znajdujące się pod kontrolą prowadzącego instalacje, niezależnie od ich charakterystyki niepewności. W przypadku preferencji w stosunku do przyrządów, które nie znajdują się pod kontrolą prowadzącego instalacje,faktem jest, że prowadzący instalacje posiada wszystkie niezbędne informacje i środki do wykonania odpowiedniej kalibracji i konserwacji instrumenty.
- Jeśli nie ma instrumentów pod kontrolą prowadzącego instalacje, kolejnym najlepszymrozwiązaniem są przyrządy pomiarowe, które nie są pod jego kontrolą (np. Instrumenty dostawcy paliwa).

- Następnie w hierarchii znajdują się przyrządy pomiarowe do pośredniego określania zestawów danych w połączeniu z odpowiednimi korelacjami (patrz sekcja 6.4). Chociaż nie jest to wyraźnie wymienione w FAR, prowadzący instalacje może ponownie wybrać międzyinstrumentami pośrednio określającymi danych, i tam znowu miałaby zastosowanie hierarchia dotycząca prawnej kontroli metrologicznej i własnej kontroli prowadzącego instalację.
- Jeśli wszystko inne zawiedzie, FAR zezwala na „inne metody", w szczególności dla danych historycznych. Byłoby to porównywalne z „podejściami bez poziomu" MRR[64].

2. Kwantyfikacja przepływów energii

Dział 4.5 załącznika VII FAR dotyczy „przepływów energii", tj. (Netto) przepływów mierzalnego ciepła i energii elektrycznej. Nie ma zastosowania do ciepła niemierzalnego, ponieważ w tym przypadku ilość powiązanych paliw ma być monitorowana (patrz poprzednie podpozycji i sekcji 4.4 FAR załącznik VII).

Hierarchia jest dość podobna jak w punkcie 1 powyżej (ilości materiałów), ale nie ma odniesienia do zatwierdzonych planów monitorowania, (ponieważ takie przepływy energii nie są istotne w MRR). Najwyższy poziom podany w sekcji 4.4 Załącznika VII FAR odnosi się, zatem tylko do „odczytów przyrządów pomiarowych podlegających Głównego Urzędu Miar (NLMC) lub przyrządom pomiarowym zgodnym z wymaganiami dyrektywy MID lub NAWI dla bezpośredniego określenia zestawu danych". Należy przyznać, że w tym czasie MID nie obejmuje liczników ciepła dla pary. Dlatego też - chyba, że na szczeblu państw członkowskich dostępne są przepisy Głównego Urzędu Miar (NLMC) - ten najwyższy poziom nie może być w praktyce osiągnięty w sieciach parowych. Aby pragmatycznie uniknąć zbędnego koniecznego obciążenia (wykazującego nieracjonalne koszty itp.) W przypadku wykorzystania pary, organ właściwy powinny rozważyć osiągnięcie tego najwyższego poziomu ogólnie „technicznie niewykonalne" bez żądania dalszych dowodów od prowadzącego instalacje.
Ponadto hierarchia wyjaśnia, że metoda 3 dla określenia mierzalnego ciepła (na podstawie zastępstw, patrz działu 7.2 Załącznika VII FAR, wyjaśniona w sekcji 6.9 niniejszego dokumentu) jest uważana za gorszą w porównaniu z innymi metodami przewidzianymi w tej sekcji 7.2 Załącznika VII.
Ponadto ostatni akapit działu 4.5 załącznika VII FAR zawiera przepisy dotyczące bardziej złożonego określania mierzalnego ciepła. Stwierdza, że w przypadkach, w których nie są dostępne wszystkie parametry potrzebne do określenia przepływów ciepła netto, należy zastosować sekcję 7 załącznika VII (zob. Sekcja 6.9 niniejszego dokumentu). Aby uzasadnić pewne podejście do monitorowania z wykorzystaniem oceny niepewności, należy ocenić wpływ niepewności na dane dotyczące przepływu ciepła, a nie na pojedynczy parametr w określaniu przepływu ciepła (np. nie tylko temperaturę lub przepływ)

3. Właściwości materiałów

---

https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/uncertainty_assessment_training_material_en.pdf

[64] Należy jednak zauważyć, że podejścia bez poziomów w MRR wymagają pełnej oceny niepewności, która nie jest wymagana w ramach FAR.

Dział 4.6 załącznika VII FAR podaje hierarchię podejść do „właściwości materiałów", co oznacza skład i inne właściwości chemiczne lub fizyczne materiałów, o ile mają one wpływ na dane dotyczące emisji lub przydziału. W terminologii MRR obejmuje to określenie współczynników obliczeniowych[65]. Materiały obejmują wszystkie paliwa, na wejściu i na wyjściu z instalacji jej podinstalacji (w tym gazów odlotowych), a także produktów, do których mają zastosowanie benchmarks.
Stosuje się następującą hierarchię:

- Najlepsze dane są ustalane zgodnie z zatwierdzonym MP zgodnie z MRR;
- Analizy laboratoryjne zgodnie z FAR załącznik VII sekcja 6.1 są uważane za równi za„najlepsze", jeśli rozpatrywany parametr nie jest uwzględniony w MP. W części 6.1 zasadniczo wymaga się stosowania art. 32–35 MRR. Odpowiednia częstotliwość analiz (tj. wielkość partii, z której należy pobrać reprezentatywne próbki) musi być uzgodniona z organem właściwym na podstawie heterogeniczności materiału. Więcej informacji na temat pobierania próbek i analiz znajduje się w dokumencie 5 wytycznych dotyczących MRR.
- Kolejne procedury w hierarchii najlepszych są uproszczone analizy laboratoryjne zgodnie z sekcją 6.2 załącznika VII do FAR. Ta sekcja umożliwia analizy uproszczone na różne sposoby, np. dopuszczając metody oparte na najlepszych praktykach branżowych zamiast norm europejskich (CEN) lub innych, o niższej częstotliwości, (co najmniej raz w roku) i wykorzystując laboratoria, które nie spełniają wymogów MRR.
- Wartości stałe „poziom dokładności 2" (wartości stosowane przez państwo członkowskie w jego krajowym wykazie gazów cieplarnianych, wartości literatury uzgodnione z organem właściwym, wartości gwarantowane przez dostawcę);
- Wartości stałe „poziom dokładności 1" (wartości określone w załączniku VI do MRR, inne standardowe czynniki zawarte w wytycznych IPCC, wartości oparte na analizach przeprowadzonych w przeszłości, inne wartości oparte na dowodach naukowych).

Terminy „poziom dokładności 1 i 2" są inspirowane MRR dokument z wytycznymi 1 (sekcja 6.2.1) i są używane tutaj tylko dla ułatwienia odniesienia. Nie znajdziesz ich w FAR.

4. Dodatkowe wskazówki dotyczące danych historycznych

Jak wspomniano we wstępie do tego działu, FAR nie różnicuje historycznych i (nowych) zasad monitorowania danych dotyczących hierarchii źródeł danych. Prowadzący instalacje mogą jednak mieć trudności z podjęciem decyzji, które rodzaje dokumentów najlepiej wykorzystać do danych historycznych. W związku z tym poniższe wskazówki mogą być użyteczne w przypadku przechowywania dokumentów, gdzie nie ma dostępnych informacji na temat przyrządów pomiarowych, które umożliwiłyby klasyfikację źródeł danych zgodnie z hierarchiami podanymi w sekcjach 4.4–6.6 załącznika VII FAR:

6 Najlepsze są dokumenty lub dane elektroniczne, takie jak faktury, wydawane w kontekście transakcji handlowych między dwoma niezależnymi partnerami handlowymi, (ponieważ zakłada się, że partnerzy handlowi wywierają wzajemną kontrolę, jakości swoich danych);
7 Równie przydatne są dokumenty lub dane elektroniczne, takie jak dane dotyczące sprzedaży i części protokołów produkcyjnych, które zostały poddane audytowi (np. Audyty finansowe dla celów podatkowych lub sprawozdawczości korporacyjnej);
8 Kolejne w hierarchii najlepsze dokumenty, to takie jak wewnętrzne koszty lub faktury formalne używane do alokacji kosztów energii lub surowców do różnych produktów lub jednostek biznesowych w ramach instalacji, gdzie partnerzy handlowi nie są niezależnymi podmiotami, ale nadal interesują się danymi, a zatem wykonują niezależne przeglądy(zasada 4-oko);

[65] Współczynnik emisji, wartośc opałowa NCV, zawartość węgla, frakcja biomasy itp.

9 Najmniej dokładne dane znajdują się w dokumentach lub danych elektronicznych, takich jak protokoły produkcyjne, które nie zostały poddane audytom lub dedykowanym działaniom kontrolnym[66].

6.6.2 Techniczna wykonalność i nieracjonalne koszty

Jeśli chodzi o MRR i AVR, efektywność kosztowa jest ważną zasadą zapisaną w FAR. Najbardziej widoczne jest to w zasadach wyboru najdokładniejszych źródeł danych, w których dwa pojęcia „techniczna wykonalność" i „nieracjonalne koszty" są wykorzystywane do umożliwienia prowadzącemu instalacje uzasadnienia wyboru źródeł danych niższych w hierarchii podejść.

Technicznej wykonalności

W dziale 4.1 załącznika VII do FAR przedstawiono warunki, w jakich prowadzącego instalacje może twierdzić, że określona metodyka monitorowania jest „technicznie niewykonalna": wymaga od prowadzącego instalacje przedstawienia dowodów, a organ właściwy ocenia, czy odstępstwo jest uzasadnione. Ponadto dział ten wyjaśnia, że „technicznie wykonalne" oznacza, że prowadzący instalacje ma „zasoby techniczne zdolne do zaspokojenia potrzeb proponowanego systemu lub wymogu, które mogą zostać wdrożone w wymaganym czasie do celów niniejszego rozporządzenia. Te zasoby techniczne obejmują dostępność wymaganych technik i technologii. "Pokazuje to, że koncepcja nie dotyczy kosztów, ale tego, czy środek jest w ogóle możliwy (w rozsądnym czasie). Typowe przyczyny technicznej niewykonalności to:

- Brak wystarczającej ilości miejsca na instalację określonego przyrządu pomiarowego;
- Instrument o mniejszej niepewności (lub podlegający prawnej kontroli) nie jest obecnie dostępny na rynku;
- Zainstalowanie wymaganego przyrządu wymagałaby (długotrwałego) wyłączenia instalacji. Ostatni punkt może być również (a nawet lepszy) argumentowany za ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów.

Tylko w przypadku danych historycznych fakt, że dane z określonego źródła danych nie zostały zarejestrowane, może być interpretowany, jako „wykorzystanie tego źródła, jako technicznie niewykonalne". Jednak w celu monitorowania danych taka sytuacja musi być traktowana, jako luka danych, tj. Prowadzący instalacje musi wprowadzić środki, aby tego uniknąć.

Nieracjonalne koszty

Prowadzący instalacje może starać się uniknąć wyboru źródeł danych znajdującego się najwyżej w hierarchii opisanej w sekcji 6.6.1, w szczególności instalować droższe urządzenia pomiarowe lub przeprowadzać częstsze analizy, jeśli takie środki wiązałyby się z nieracjonalnymi kosztami. Jeśli chodzi o techniczną wykonalność, prowadzący instalację musi dostarczyć odpowiednie dowody, aby uzyskać zatwierdzenie MMP, przez organ właściwy[67] z odstępstwami, czy odstępstwo jest uzasadnione. Podobnie jak w MRR, FAR (załącznik VII sekcja 4.2) zawiera jasne zasady ustalania, czy koszty są nieuzasadnione. Podstawowa zasada polega na porównaniu kosztów spowodowanych przez „lepsze" źródło danych do „korzyści" w porównaniu z innym źródłem danych, którym jest zwykle źródło już dostępne (i/lub używane) w instalacji lub źródło danych, które prowadzący instalacje proponuje użyć zamiast źródła danych o najwyższej dokładności zgodnie z hierarchią podejść. Jeżeli koszty przewyższają tę korzyść, koszty uznaje się za nieracjonalne. Istnieje jednak określony próg de minimis. Jeśli wszystkie koszty określone poniżej łącznie nie przekraczają progu, uznaje się je za racjonalne. Próg ten wynosi 2 000 EUR rocznie w przypadku normalnych instalacji i 500 EUR w przypadku „instalacji o niskiej emisji" określonych w art. 47.

[66] Dalsze kryteria mogą być tutaj, jeśli dokumenty wyglądają na kompletne, przejrzyste, opisanee w momencie tworzenia danych i nie korygowane później itp.

[67] W przypadkach, gdy organ właściwy nie zatwierdził jeszcze MMP, to weryfikator musi podjąć tę decyzję.

Koszty: Podobnie jak w przypadku MRR, „koszty" są ponoszone przez dodatkowe koszty w porównaniu z alternatywnym źródłem danych. Należy wziąć pod uwagę wszystkie istotne koszty, tj. Inwestycje (roczna amortyzacja oparta na rozsądnym okresie użytkowania sprzętu) koszty kapitałowe oparte na realistycznej stopie procentowej, koszty operacyjne, w tym konserwacja, części zamienne, koszty personelu itp. Podano przykład w sekcji 4.6 MRR dokument wytycznych nr 1, a dalsze informacje można znaleźć w instrukcjach użytkownika narzędzia Excel[68] do obliczania nieracjonalnych kosztów w ramach MRR dostarczonej przez Komisję.
Korzyść: Korzyść jest wyrażona w oparciu o założenie, że lepszą dokładność monitorowania można wyrazić, jako wartość finansową zakupu uprawnień do emisji. Podobnie jak MRR cenauprawnień do emisji jest ustalona na poziomie[69] na 20 € w tym celu. Cena ta jest mnożona przez„współczynnik poprawy" (wyrażony, jako uprawnienia do emisji lub tony CO_2 rocznie). Jednak podejście MRR oparte na progach niepewności dla różnych poziomów nie ma zastosowania w ramach FAR, ponieważ nie określono poziomów dokładności. Współczynnik poprawy może odnosić się do kilku różnych typów zestawów danych. Postanowienia FAR są, zatem bardziej zróżnicowane niż w MRR:

- Domyślna zasada mówi, że współczynnik poprawy to „1% ostatnio ustalonej rocznego przydziału dla podinstalacji". Jest to stosunkowo łatwe do ustalenia na podstawie przedłożenia raportu dotyczącego danychpodstawowych NIM prowadzący instalacje lub - jeśli ma to zastosowanie - ostatniego zgłoszenia zmian poziomu działalności NE&C.
- Ponieważ wartość według poprzedniego punktu może być stosunkowo wysoka, prowadzący instalacje mogą wybrać inne, bardziej szczegółowe czynniki poprawy w oparciu o „1% odpowiedniego ekwiwalentu CO_2":
- W przypadku strumieni materiałów wsadowych (w tym gazów odlotowych lub innych strumieni wewnętrznych) współczynnik poprawy wynosi 1% „zawartości" CO_2 (tj. zawartość węgla pomnożona przez 3,664 [t CO2 / tC]).
- Dla emisji określonych przez CEMS współczynnik poprawy wynosi 1% emisji danego źródła emisji.
- W przypadku mierzalnego ciepła współczynnik poprawy wynosi 1% ciepła pomnożonego przez benchmark oparty na ciepła[70];
- W przypadku ilości energii elektrycznej 1% odpowiednia roczna ilości energii elektrycznej pomnożonej przez 0,376 t CO2 / MWh[71];
- Dla poziomów działalności podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów (tj. Dla wielkości produkcji): 1% poziomu działalności pomnożonego przez wskaźnik benchmark[72].

FAR nie określa okresu jako podstawy do określenia współczynnika poprawy. Jednak w celu przedstawienia danych zaleca się, aby prowadzący instalacje stosowali podejście MRR (tj.Średnie dane z ostatnich trzech lat lub - jeżeli takie dane nie są dostępne lub nie są reprezentatywne - ich ostrożne oszacowanie).

6.6.3 Uproszczona ocena niepewności

[68] https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/unreasonable_costs_tool_en.xlsx
[69] taka stała kwota zmniejsza obciążenie administracyjne związane ze sprawdzaniem cen rynkowych i zapewnia pewność co do tego, czy określone podejście monitorującego pociąga za sobą nieuzasadnione koszty: Sytuacja, w której środek powoduje nieracjonalne zmiany kosztów w czasie tylko ze względu na zmieniające się koszty środka, ale nie należne do korzyść.
[70] W tym przypadku wydaje się uzasadnione z praktycznego punktu widzenia wykorzystanie najnowszej znanej wartości benchmarku, tj. Wartości użytej w poprzednim okresie przydziału, chyba że nowa wartość została już opublikowana przez Komisję. Byłoby to zgodne z podejściem wymienionym dla wskaźników emisyjności dla produktów (patrz przypis 73).
[71] Jest to „współczynnik określony w art. 22 ust. 3" wymieniony w FAR załącznik VII sekcja 4.2 lit. e).
[72] FAR określa tutaj, że w przypadku gdy BM nie zostało jeszcze zaktualizowane, należy zastosować wartości trzeciej fazy (które są zawarte w załączniku I do FAR).

Koncepcja określania niepewności przyrządu pomiarowego stała się dobrze ugruntowaną cechą monitorowania i sprawozdawczości w systemie EU ETS, ponieważ zgodność z różnymi poziomami dokładności określonymi za pomocą maksymalnych dopuszczalnych niepewności. Niemniej jednak temat oceny niepewności jest często postrzegany, jako jeden z najbardziej skomplikowanych obszarów monitorowania w ramach MRR. Komisja opublikowała, zatem kilka dokumentów dotyczących oceny niepewności na stronie internetowej EU ETS MRVA[73], w szczególności MRR dokument wytycznych nr 4 stanowi dobre wprowadzenie do tematu.

Jednak w przypadku FAR oceny niepewności mają mniejsze znaczenie, ponieważ zasady monitorowania nie wymagają spełnienia określonego poziomu, ale określają hierarchię różnych podejść do monitorowania. Ocena niepewności jest, zatem wymagana tylko wtedy,gdy prowadzący instalacje chce przekonać właściwy organ, że zastosowanie niższego podejścia hierarchiipodejść (patrz sekcja 6.6.1) jest „lepsze" niż podejście wyższe w hierarchii, gdzie wyższe podejście byłoby technicznie niewykonalne bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów. „Lepiej" w tym kontekście oznaczałoby rzeczywiście, że niepewność byłaby niższa. Przykładami takich sytuacji mogą być np.:

- Prowadzący instalacje ma do dyspozycji własne przyrządy pomiarowe i może wykazać, że ten należący do partnera handlowego ma niższą niepewność;
- Prowadzący instalacje chciałby zastosować metodę pomiaru pośredniego, ponieważ wiadomo, że istniejące przyrządy pomiarowe do bezpośredniego określania zbioru danych są niewiarygodne (np. Wymagają niezwykle częstej regulacji częstotliwości);
- Prowadzący instalacje chce skorzystać z instrumentu umożliwiającego automatyczne gromadzenie danych, podczas gdy inny instrument jest dostępny w ramach krajowej porządku prawnego.

W takich sytuacjach prowadzący instalacje musi przeprowadzić (uproszczoną) ocenę niepewności. Wspomniane już materiały wytycznych[64] powinny być konsultowane. Jednakże FAR nie określa, co oznacza „uproszczony". Dlatego poniższe sugestie mogą być użyteczne:

- „Pełna" ocena niepewności musi uwzględniać:
  - W jaki sposób odczyty instrumentu są wykorzystywane do obliczania rozważanego parametru (np. jak poszczególne pomiary przyczyniają się do niepewności w całym roku sprawozdawczym). W przypadku pośrednich wyznaczeni, prawo propagacji błędu musi być odpowiednio stosowane dla poszczególnych pomiarów.
  - Określona niepewność instrumentu (oparta na maksymalnym dopuszczalnym błędzie (MPE) podanym w przepisach lub specyfikacjach producenta lub pobrana ze świadectwa wzorcowania itp.)
  - Czynniki, które wpływają na niepewność użytkowania (np. czy środowisko użytkowania jest zgodne ze specyfikacjami, czy starzenie się, korozja lub inne systematyczne źródła błędów odgrywają rolę itp.)
  - Kolejne czynniki, takie jak „margines bezpieczeństwa" dla nieznanych źródeł błędów.

Prowadząc uproszczoną ocenę niepewności, prowadzący instalacje powinien wykorzystać ekspertyzę (np. na podstawie doświadczeń zebranych z ocen niepewności, które prowadzący instalacje wykonał już dla MP w ramach MMP), aby zdecydować, który z powyższych czynników wymienionych w dwóch ostatnich punktach może być lekceważonym, jeśli nie łatwo dostępny. Na przykład, gdy dostępne są informacje na temat „maksymalnego dopuszczalnego błędu w obsłudze" (MPES), ten ostatni może być przydatny, jako niepewność pojedynczego pomiaru, ponieważ zawiera już margines bezpieczeństwa w porównaniu z MPE. Jeżeli istnieje więcej wątpliwości (np. Środowisko instrumentu jest znacznie bardziej zakłócone niż pozwala na to specyfikacja instrumentu), prowadzący instalacje powinien podjąć uzasadnione wysiłki, aby ocenić przynajmniej niektóre ważniejsze czynniki wpływające na niepewność.

[73]Link do strony internetowej znajduje się w przypisie 1. Dostępne są następujące materiały dotyczące oceny niepewności: MRR GD 4 „Poradnik na temat oceny niepewności", GD 4a „Wytyczne dotyczące MRR dotyczące oceny niepewności - przykład"; oraz „Szkolenie na temat oceny niepewności - wydarzenie szkoleniowe M&R z dnia 31 maja 2016 r.".

6.7 Obsługa stacjonarnych urządzeń technicznych używanych przez kilka podinstalacji

Jak już wspomniano w przykładzie przedstawionym w sekcji 4.5, urządzenia nie są przypisane do poszczególnych podinstalacji w taki sam sposób, jak czynniki produkcji, produkty i emisje. Przypisanie urządzeń jest tylko narzędziem do lepszego zrozumienia MMP i dlatego powinno być opisane w MMP, (jako część opisu instalacji i jej procesów) oraz na odpowiednich schematach (np. w celu określenia, gdzie dane muszą być ustalone przy wyodrębnianiupodinstalacji).

W przypadku, gdyurządzenia nie są wykorzystywane przez kilka podinstalacji, przypisanie danych do podinstalacji - lub przynajmniej sposób, w jaki należy sporządzić raport dotyczący danych podstawowych - może czasami być możliwe na różne sposoby. W związku z tym szablon raportu dotyczącego danych podstawowych NIM zawiera specjalną opcję obsługi odpowiednich danych (w szczególności przepływów ciepła, ale także strumieni materiałówwsadowych/powiązanych wskaźników emisji) oddzielnie od danych, które można natychmiast przypisać do podinstalacji.
Nie powinno to jednak wymagać rozważenia takich wspólnie używanych urządzeń, jako oddzielnych podinstalacji, a nawet, jako podinstalacji we własnym zakresie.

Przykład MH-4 w Aneksie A (punkt 7.3.3) Sugeruje w takim przypadku, najpierw mierzy się ciepło mierzalne ze wspólnie używanego kotła dla podinstalacji, ale powiązany wkład paliwa jest ustawiony na 0 w szablonie raportowania dla każda podinstalacja. Jest to potrzebne tylko w celu sprawdzenia spójności i zapewnienia, że wszyscy prowadzący instalacje zgłaszają te sytuacje w ten sam sposób. Jednakże ilość paliwa i związane z nim emisje można określić za pomocą szczegółowego zużycia ciepła, jako saldo podane dla każdej podinstalacji, gdzie ciepło pochodzące z urządzenia obsługującego kilka podinstalacji byłoby uważane za „import". Należy zauważyć, że powyższe przykład dotyczy tylko „sposobu wypełnienia formularza". Nie stoi to w sprzeczności z faktem, że paliwa i ich emisje należy przypisać do podinstalacji.

W praktyce, w szczególności w odniesieniu do przypisania mierzalnego ciepła z jednego kotła/CHP do kilku podinstalacji, dokładny podział na różne podinstalacje objęte wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple określa się za pomocą bilansu cieplnego (sekcja E.II szablonu), a związane z tym emisje wejściowe paliwa są następnie ustalane proporcjonalnie do podziału ciepła, stosując ostatni punkt sekcji 10.1.1 załącznika VII FAR (wymienionego w sekcji 6.4 i przypisie 58).

6.8 Monitorowanie poziomów produkcji

FAR nie zawiera wielu zasad dotyczących monitorowania poziomów produkcji. Jasne jest jednak, że poziomy produkcji znajdują się w samym centrum monitorowania FAR. Poniżej wymagania można podsumować tutaj:

- Jak już wyjaśniono w sekcji 4.2 iw przykładzie przedstawionym w sekcji 4.5, następujące elementy muszą być monitorowane dla każdej podinstalacji dodatkowo:
  - Identyfikacja, /jakośćproduktu, („co jest produkowane?", W tym w szczególności, który kod PRODCOM lub inny parametr ma zastosowanie w celu zapewnienia zgodności produktu z definicją produktu określonej dla podinstalacji74), oraz
  - Ilość produktu. W przypadku wskaźników emisyjności dla produktów jest to oparte na stanie odniesienia określonym w załączniku I do FAR. Może to wymagać monitorowania dalszych parametrów zgodnie z załącznikami II i III FAR. W przypadku podinstalacji rezerwowych produkty muszą być zgłaszane, co najmniej tak dezagregowanie, jak odpowiadający im kod PRODCOM lub NACE użyty na liście CL.

[74] Wymaganie określone w załączniku VI FAR dla każdej podinstalacji (tj. Łącznie z instalacjami typu „rezerwowe"), prowadzący instalacje ma procedurę śledzenia produkowanych produktów i ich kodów PRODCOM. Szczegółowe wymagania dotyczące tej procedury przedstawiono w sekcji 9 załącznika VII.

- W celu wyboru metod monitorowania obowiązuje hierarchia „materiałów i paliw” (patrz sekcja 6.6.1); W wielu przypadkach użytecznymi źródłami danych będą faktury dla klientów lub inne dane wykorzystywane do celów finansowych (a więc poddane audytowi; mogą to być dane dotyczące zapasów produktów).

W przypadku wskaźników emisyjności dla produktów należy wziąć pod uwagę następujące szczegółowe podejście krok po kroku. Prowadzący instalacje powinien:

- Zidentyfikować wszystkie produkty istotne dla podinstalacji zgodnie z załącznikiem I do FAR;
- Określić roczne nieskorygowane ilości produktów w tonach[75]i[76];
- W przypadku, gdy załącznik I do FAR odnosi się do określonej zawartości wilgoci, czystości, stężenia lub innego określonego stanu,
  - określić stan rzeczywisty (patrz rozdział 6.6.1 podtytuł „Właściwości materiałów”) oraz
  - określić skorygowaną ilość produktu, którą należy zgłosić jako roczny poziomdziałalności;
- W przypadku, gdy dane dla kilku produktów należących do tej samej podinstalacji są ustalane osobno wraz z danymi wstępnymi, należy uzupełnić poprawione dane dotyczące rocznej produkcji dla sprawozdawczości jako poziomu działalności rocznej;
- Jeśli zgodnie z załącznikiem II lub III FAR wymagane są dalsze parametry do określenia rocznego poziomu działalności podinstalacji, należy określić wartości roczne lub średnie wartości roczne, zgodnie z wymaganiami, dla tych dodatkowych parametrów i obliczyć wymagane parametry roczne dla raportu dotyczącego danych podstawowych.
- Aby uniknąć podwójnego liczenia, prowadzący instalacje zapewnia, aby produktyzwracane do procesu produkcyjnego były odejmowane od rocznych poziomów działalności, zgodnie z definicjami produktów zawartą w załącznikiem I do FAR.

6.9 Monitorowanie mierzalnego ciepła

Jak już pokrótce wyjaśniono w sekcji 4.7, całkowite mierzalne ciepło zgodnie z FAR należy rozumieć, jako „ciepło netto”, tj. różnicę między entalpią wchodzącą w proces zużywania ciepła a entalpią powracającą z tego procesu[77]. Dlatego dokładne monitorowanie takich ilości ciepła wymaga określenia kilku parametrów:

- Natężenie przepływu czynnika grzewczego (najbardziej odpowiednie jest natężenie przepływu masy) do procesu
- Stan medium wchodzącego do procesu zużywania ciepła; gdzie „stan” obejmuje wszystkie parametry istotne dla określenia entalpii właściwego medium:
  - Rodzaj medium (gorąca woda, para, stopiona sól lub metal, roztwory lub dyspersje różnych materiałów itp.);
  - Temperatura;
  - Ciśnienie (w przypadku pary lub innych gazów);
  - Informacje o nasyceniu / przegrzaniu w przypadku pary;
  - Rozwiązania koncentracji;
  - Itd.
- Stan medium opuszczającego proces zużycia ciepła;
- Jeśli natężenie przepływu zwróconego medium różni się od przepływu do wchodzącego lub nieznanego, wymagane są odpowiednie założenia dotyczące jego entalpii.

[75]Lub inna odpowiednia jednostka rocznie (np. m^3 itp.)

[76]Dział 5 załącznika VII do FAR zawiera odpowiednie przepisy w tym celu. Ponieważ są one identyczne z podobnymi przepisami MRR, nie podano tutaj dalszych wskazówek. Więcej informacji można znaleźć w punkcie 6.1.2 MRR dokument wytycznych nr 1

[77] Jak wspomniano w sekcji 4.7, odbiorca ciepła może być procesem w instalacji, w tej samej lub innej podinstalacji lub poza instalacją. Również produkcja „chłodzenia” (za pomocą absorpcyjnej pompy ciepła) jest uważana za proces zużywający ciepło.

Takie ustalenie jest trudnym zadaniem, w szczególności, dlatego, że instalacje przemysłowe mają czasami złożone sieci cieplne z kilkoma źródłami ciepła i wieloma odbiorcami.

W związku z tym sekcja 7.2 załącznika FAR zawiera następujące metodologie określania ilości netto mierzalnego ciepła[78]:

- Metoda 1: Używanie pomiarów: W tej metodzie znane są wszystkie niezbędne parametry[79] wymienione powyżej. W przypadku, gdy kondensat nie zostanie zwrócony lub nieznany jego przepływu, należy zastosować temperaturę odniesienia 90°C.
- Metoda 2: Ta metoda jest przeznaczona tylko dla danych historycznych, ponieważ odnosi się do „dokumentów opartych na metodach pomiarowych lub szacunkowych". Należyuwzględnić wskazówki zawarte w sekcji 6.6.1, Podtytuł 4 („Dodatkowe wytyczne dotyczące danych historycznych").
- Metoda 3: Opiera się na poborze energii wszystkich paliw i określa przepływ ciepła netto w oparciu o znaną wydajność kotła. Odnosi się do „mierzonej wydajności", ponieważ prowadzącemu instalacje zaleca się pomiar „w rozsądnie długim okresie". Alternatywnie, wydajność może być wzięta z dokumentacji producenta kotła, (co jest oczywiście mniej preferowanym podejściem biorąc pod uwagę ogólną hierarchię podejść). Metoda, 3 jako całość jest wyraźnie uważana za mniej dokładną niż metoda 1 (patrz sekcja 6.6. 1, podtytuł 2 „Energyflows").
- Metoda 4 jest przeznaczona dla sytuacji, w której „wszystko inne zawiodły": to samo co metoda 3, ale dla nieznanej wydajności kotła. Dość zachowawcze założenie jest takie, że wydajność wyniesie 70%.

6.10 Zasady dotyczące CHP

Oprócz zasad dotyczących monitorowania ciepła wyjaśnionych w sekcji 6.9, istnieje jeszcze jeden temat, który wymaga uwagi w przypadku zastosowania CHP (skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, również określanego, jako kogeneracja). W tym przypadku emisje muszą być rozdzielone na jedną część na ciepło i jedną na energię elektryczną. Ponieważ jest to jeden z możliwych do rozdzielenia procesów, należy poczynić założenia. W celu zapewnienia spójności z fazą 3 EU ETS oraz z wytycznymi Komisji przewidzianymi dla opcji przejściowego bezpłatnego przydziału na modernizację sektora energetycznego (mającą zastosowanie tylko w niektóre państwa członkowskie) w oparciu o art. 10c dyrektywy EU ETS[80], FAR wymaga zastosowania specjalnej formuły do przeprowadzenia podziału (FAR załącznik VII sekcja 8). Formuła jest również zgodna z podejściem do określania, czy kogenerację można uznać za „wysokosprawną kogenerację" zgodnie z dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej[81], a zatem opiera się na powiązanych wydajnościach referencyjnych dla oddzielnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej[82].

[78] Ponieważ ten dział FAR jest napisany w języku technicznym, a nie prawnym, powinien być jasny bez zbyt wielu dodatkowych wskazówek. Jest to ponownie w pełni przedstawione tutaj. Ponadto zakłada się, że prowadzący instalacje znają wymienione tam metody, ponieważ zostały podane w wytycznychdokument dla fazy 3 cześniej.

[79] Odpowiednimi parametrami są w szczególności temperatura, ciśnienie, stan (nasycenie lub stopień przegrzania) przesyłanego, a także zwrotnego czynnika grzewczego oraz (objętościowe) natężenie przepływu nośnika ciepła. Na podstawie zmierzonych wartości prowadzący instalacje określa entalpię i objętość właściwą nośnika ciepła przy użyciu odpowiednich tabel lub oprogramowania.

[80] Decyzja Komisji 29.3.2011 w sprawie metodologii przejściowego przydziału instalacjom wytwarzającym energię elektryczną bezpłatnych uprawnień do emisji na mocy art. 10c ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE

[81] Dyrektywa 2012/27/EU

[82] Te wartości referencyjne znajdują się w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2015/2402, które jest również cytowane w FAR.

Ponieważ ta część FAR jest dość oczywista, nie jest tutaj w pełni opisywana. Jednak dla MRVprzede wszystkim prowadzący instalacje powinni mieć ustaloną efektywność dla obliczeń, które powinny być wyraźnie uwzględnione w MMP.

6.11 Przepisy dotyczące przepływów ciepła między granicami

Przeniesienie mierzalnego ciepła poza granice instalacji ma znaczący wpływ na bezpłatne przydziały uprawnień do emisji dla instalacji. Dokument wytycznych nr 6 z tej serii („Cross-Boundary Heat Flows") zawierają obszerne informacje na ten temat.
Z punktu widzenia MRV zasady te oznaczają, że prowadzący instalacje musi zapewnić, że MMP zawiera wszystkie niezbędne dane dotyczące:

- Jeżeli instalacja importuje mierzalne ciepło, prowadzący instalacje określa oddzielnie ilość ciepła importowanego z instalacji objętej systemem EU ETS i ciepło importowane z spoza systemu UE ETS, takich jak lokalne sieci ciepłownicze.
- W przypadku, gdy instalacja zużywa mierzalne ciepło importowane z podinstalacji objętejwskaźnikiem emisyjności dla kwasu azotowego83, prowadzący instalacje określa tę ilość ciepła zużytego oddzielnie od innego mierzalnego ciepła.
- Wszędzie tam, gdzie instalacje eksportują mierzalne ciepło, prowadzący instalacje określili indywidualnie wielkośćeksportu do instalacji objętej systemem EUETS i ciepło eksportowane do podmiotów nieobjętych EU ETS (w tym ostatnim przypadku wymagane jest rozróżnienie na wykorzystanie ciepła CL i non-CL). Ponadto prowadzący instalacje określa oddzielnie ilości ciepła kwalifikujące się, jakodostarczane do sieci ciepłownicze. Należy zwrócić uwagę na zasady mające zastosowanie do rozróżnienia tych eksportów ciepła, jak omówiono w sekcji 6.12, podpozycja 2.

6.12 Szczegółowy bilans cieplny

Uwaga: Ten dział dotyczy tylko instalacji

- w których przepływy mierzalnego ciepła nie są przypisywane instalacjom;
- w których wyznaczona podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności dla produktu;
- które mają import lub eksport mierzalnego ciepła;
- w których mierzalne ciepło jest przekazywane pomiędzy podinstalacjami;
- w których wykorzystywane jest ciepło z produkcji kwasu azotowego.

Ponieważ FAR wyróżnia kilka przypadku typów importu i eksportu mierzalnego ciepła niekwalifikujących się do przydziału uprawnień do emisji, dokładne określenie kwalifikowalnego ciepła może być trudne, jak pokazuje szablon raportudotyczącego danych podstawowych. Prowadzący instalacje musi upewnić się, że każdy parametr w kolejnych krokach został zatwierdzony (i zawarty w MMP odpowiednio opisany84), jeśli jest istotny w instalacji. Kroki do określenia granic i rocznego poziomu działalności podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple:

1 Bilans cieplny

- Określ roczne ilości wszystkich przepływów mierzalnego ciepła zgodnie z poniższymi obliczeniami;
- Określenie $Q_{prod,\ jako}$ całkowitej rocznej ilości mierzalnego ciepła wytwarzanego w instalacji, z wyjątkiem mierzalnego ciepła wytwarzanego w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla kwasu azotowego;
- Określić $Q_{ETS_import,\ jako}$ sumę rocznych ilości mierzalnego ciepła importowanego z instalacji objętych systemem EU ETS;

[83] Ta podinstalacja może być częścią tej samej instalacji.
[84] Aby uzyskać niezbędną liczbę punktów pomiarowych i ich rozmieszczenie, patrz sekcja 6.3.

- Określić $Q_{nonETS_import,\ jako}$ sumę rocznych ilości mierzalnego ciepła importowanego z jednostek, nieobjętych systemem EU ETS.W przypadku, gdy mierzalne ciepło wytwarzane w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktu z kwas azotowego jest wytwarzane w instalacji lub importowane z instalacji objętej systemem EU ETS, to przewidywana ilość ciepła jest uwzględniana wQ_{nonETS_import}
- Oblicz całkowite dostępne mierzalne ciepło$Q_{total} = Q_{prod} + Q_{ETS_import} + Q_{nonETS_import}$
- Oblicz całkowitą dostępną roczną ilość ciepła „ciepło objęte ETS”$Q_{ETS} = Q_{prod} + Q_{ETS_import}$ oraz całkowita dostępna roczna ilość ciepła „ciepło nieobjęte ETS” $Q_{non-ETS} = Q_{nonETS_import}$
- Oblicz stosunek „ciepła objętego ETS” do „ciepła całkowitego”$R_{ETS} = Q_{ETS} / Q_{total}$
- Jeśli w instalacji wytwarzana jest energia elektryczna z mierzalnego ciepła, odjąć odpowiednią ilość mierzalnego ciepła $Q_{El.prod}$ from Q_{total} to give $Q_{total,1} = Q_{total} – Q_{El.prod}$.
- Jeśli ilość ciepła$Q_{El.prod}$można określić, jako „ciepło objęte EST” lub „ciepło nieobjęte ETS” w oparciu o zastosowany nośnik ciepła lub jego parametry (temperatura, ciśnienie itp.), należy je odpowiednio odjąć od odpowiedniej ilości ciepła:
  $Q_{ETS,1} = Q_{ETS} – Q_{El.prod}$ lub $Q_{non-ETS,1} = Q_{non-ETS} – Q_{El.prod}$
  Jeśli takie rozróżnienie nie jest możliwe, „ciepło objęte ETS” i „ciepło nieobjęte ETS” są korygowane przy użyciu współczynnika ciepła ETS w następujący sposób:
  $Q_{ETS,1} = Q_{ETS} – R_{ETS} \cdot Q_{El.prod}$ i$Q_{non-ETS,1} = Q_{non-ETS} – (1 – R_{ETS}) \cdot Q_{El.prod}$
- Określić roczne ilości mierzalnego ciepła zużywanego przez podinstalacje objęte wskaźnikiem emisyjności dla produktów. Ponieważ obliczenie bezpłatnych uprawnień do emisji wymaga identyfikacji „ciepła nieobjętego ETS” zużywanego w pod instalacjach objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów, odpowiednie obliczenia należy wykonać w następujący sposób: $Q_{ETS,2} = Q_{ETS,1} – \sum Q_{ETS,prodBM,j}$ and $Q_{non-ETS,2} = Q_{non-ETS,1} – \sum Q_{non-ETS,prodBM,j}$
- Gdzie: $Q_{ETS,prodBM,j}$ ilościami „ciepła ETS” zużytego przez podinstalacje objęte wskaźnikiem emisyjności dla produktu*j*, i
- $Q_{non-ETS,prodBM,j}$ ilość „ciepła nieobjętego ETS” zużytego przez podinstalację objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktu*j*.
- Jeśli mierzalne ciepło jest eksportowane do instalacji objętych systemem EU ETS, związana z tym roczna ilość mierzalnego ciepła musi zostać odjęta od „ciepła ETS” w następstwie:
- $Q_{ETS,3} = Q_{ETS,2} – \sum Q_{export.ETS,n}$
- Gdzie $Q_{export.ETS,n}$ są rocznymi ilościami mierzalnego ciepła eksportowanego do instalacji *n*.
- Skorygowana “ETS ratio” jest obliczany w następujący sposób: $R_{ETS,corr} = Q_{ETS,3} / (Q_{ETS,3} + Q_{non-ETS,2})$
- Roczna ilość mierzalnego ciepła zużywanego w instalacji kwalifikującej się do podinstalacji objętej wskaźnika emisyjności opartym na cieple jest określana jako$Q_{cons.heatBM} = Q_{cons.total} – Q_{El.prod} – \sum Q_{ETS,prodBM,j} – Q_{loss}$where $Q_{cons.total}$ jest całkowitą ilością mierzalnego ciepła zużywanego w instalacji iQ_{loss} jest wartością szacowanych rocznych strat ciepła w instalacji. Alternatywnie, ilość $Q_{cons.heatBM}$ może być określona na podstawie bezpośrednich pomiarów iQ_{loss} jest określany na podstawie tego równania w celu sprawdzenia wiarygodności.
- Suma rocznych ilości mierzalnego ciepła eksportowanego do podmiotów nieobjętych ETS m jest określana jako$Q_{export.nonETS} = \sum Q_{export.nonETS,m}$
- Całkowita roczna ilość mierzalnego ciepła kwalifikującego się do alokacji w ramach podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na ucieczce emisji, podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na emisjach nieprowadzących do ucieczki emisji lub podinstalacji ciepłowniczej,Q_{heatBM}dane wejściowe do podziału określa się w następujący sposób:$Q_{heatBM} = R_{ETS,corr} \cdot (Q_{cons.heatBM} + Q_{export.nonETS})$

Jeżeli ilość ciepła Q jest obliczana, jako ujemna w dowolnym punkcie powyżej, jest ustawiana na zero, aby uniknąć ujemnych wartości przydziału. Następnie można dokonać podziału na mierzalne ciepło skierowane podinstalacji CL lub podinstalacji non-CL w następujący sposób.

2. podział mierzalnego ciepła na odpowiednie instalacje

Jeżeli prowadzący instalacje nie stosuje zasady, „95%" jako odstępstwa (zob. Pkt 4.4), prowadzący instalacje powinien podzielić kwalifikowaną roczną ilość mierzalnego ciepła Q_{heatBM} w celu określenia rocznych poziomów działalności podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym cieple dlaCL, podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple dla non-CL oraz podinstalacja sieć ciepłownicza z uwzględnieniem następującego procesu, zgodnie z wymogami art. 10 ust. 4 FAR:

- Prowadzący instalacje powinien zidentyfikować odpowiednią część mierzalnego ciepła importowanego do sieci ciepłowniczej i przypisać go do podinstalacji sieć ciepłownicza tylko w takim zakresie, w jakim prowadzący instalacje może dostarczyć właściwemu organowi dowody, że wykorzystanie ciepła jest zgodne z definicją art.2 pkt 4 FAR jest *„sieć ciepłownicza"oznacza dystrybucję mierzalnego ciepła w celu ogrzewania lub chłodzenia przestrzeni lub w celu wytwarzania ciepłej wody do użytku domowego za pośrednictwem sieci, do budynków lub obiektów nieobjętych EU ETS, z wyjątkiem mierzalnego ciepła stosowanego do wytwarzania produktów i powiązanych działań lub do wytwarzania energii elektrycznej*; „podane przez FAR (definicja w sekcji 4.7). Takimi dowodami mogą być np. faktury dla odbiorców ciepła, z których można wywnioskować, że zużycie ciepła służy do ogrzewania pomieszczeń i produkcji ciepłej wody, ale nie do celów produkcji przemysłowej[85];
- W przypadku eksportu innego ciepła do podmiotów nieobjętych ETS prowadzący instalacje powinien założyć, że należy on do podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na ciepłenon- CL, z wyjątkiem ilości mierzalnego ciepła, dla których prowadzący instalacje dostarcza dowody w sposób zadowalający dla właściwego organu, że konsument mierzalnego ciepła należy do sektora lub podsektora uważanego za narażony na znaczące ryzyko ucieczki emisji (tj. sektor znaleziony na liście CL (CLL)).
- W przypadku mierzalnego ciepła zużywanego w instalacji, prowadzący instalacje powinien ustalić, czy procesy zużywające ciepło służą sektorom, które znalazły się CLL, wykorzystując kody PRODCOM określone przez zastosowanie odpowiedniej procedury opisanej w MMP[76].

6.13 Wyznaczanie granic podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie

Krok 1: Określ kwalifikujące się ilości paliwa

---

[85]Dokument wytycznych nr 2 określa następujące pragmatyczne podejście do dostarczania odpowiednich dowodów:

• W przypadku ciepła niskotemperaturowego (o temperaturze projektowej poniżej 130 ° C w punkcie wejścia producenta ciepła do sieci ciepłowniczej) dostarczonej do sieci ciepłowniczej,można stwierdzić, że warunki definicji lokalnego ogrzewania są spełnione.

• W przypadku temperatury projektowej wynoszącej 130 ° C i więcej, ciepło będzie uważane za dostarczone tylko w przypadku, gdy producent ciepła dostarczy odpowiednie dowody, np. Roczne wartości sprzedaży (przez cały okres odniesienia) wyraźnie wskazujący ilość sprzedanego ciepła do celów ogrzewania lub chłodzenia przestrzeni lub produkcji ciepłej wody użytkowej.

W obu przypadkach producent ciepła musi potwierdzić, że ciepło zgłoszone jako ciepło sieciowe nie podlega bezpłatnemu przydziałowi do innych instalacji ETS.

Określając granice i poziomy aktywności rocznej podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartej na paliwie przed przeprowadzeniem podziału CL i non-CL, prowadzący instalacje powinien określić „kwalifikowalną" ilość niemierzalnego ciepła wyrażoną w TJ w następujący sposób:

- Punktem wyjścia jest całkowity wkład energii do instalacji w postaci paliw (w tym gazów odlotowych importowanych z innych instalacji) ustalonych na podstawie wartości opałowych netto, monitorowanych na podstawie MP zatwierdzonego zgodnie z MRR, zmniejszonej o energię zawartą w strumieniach materiałów wsadowych wychodzącą z instalacji, jeśli zastosowano metodę bilansu masowego;
- Całkowity pobór energii określony przez poprzedni punkt jest zmniejszony (bez podwójnego liczenia) o:
  - zawartość energii w paliwach wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej;
  - zawartość energii w paliwach wykorzystywanych do produkcji mierzalnego ciepła;
  - zawartość energii wszystkich paliw przypisanych do podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów;
- w przypadku, gdy paliwo spalane jest na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa i odbywa się poza podinstalacją objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktów,zawartość energii określona w poprzednim punkcie jest dodatkowo zmniejszana przez zawartość energii spalanych gazów i związanych z nimi paliw pomocniczych wykorzystywanych do spalania na pochodni

W celach potwierdzających prowadzący instalację powinien zapewnić, aby zawartość energetyczna zidentyfikowanych paliw była wykorzystywana wyłącznie do następujących celów:

- do produkcji produktów nieobjętych podinstalacją objętą wskaźnikiem emisyjności dla produktu;
- do produkcji energii mechanicznej nieprzeznaczonej do produkcji energii elektrycznej; lub
- do ogrzewania[86] lub chłodzenia (uwzględniając ogrzewanie lub chłodzenie pomieszczeń, ogrzewania wody, ogrzewanie procesowe itp.).

Inne zastosowania paliwa (np. do przetwarzania odpadów bez odzysku ciepła) nie kwalifikują się do podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie.

Ponadto prowadzący instalację zapewnia - aby uniknąć podwójnego liczenia –

- Paliwa stosowane, jako środki redukujące lub do syntez chemicznych nie powinny być traktowane, jako wsad paliwa do podinstalacji objęte wskaźnikiem emisyjności oparty na paliwie;
- Nie uwzględniono żadnego paliwa, które ostatecznie trafi do gazu odlotowego.

Jeżeli mierzalne ciepło jest odzyskiwane z gazów spalinowych po użyciu ciepła niemierzalnego, w celu uniknięcia podwójnego liczenia prowadzący instalacje odejmuje odpowiednią ilość mierzalnego ciepła netto (tj. Proces pozyskiwania ciepła z odzysku ciepła) podzieloną przez to, czy wydajność wynosi 90 % wsadu paliwa (art. 10 ust. 5 lit. k)).
Uzyskany wkład energii jest uważany za roczną produkcję niemierzalnego ciepła kwalifikującego się do przydzielenia w ramach podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie.

Krok 2: Podział paliwa BM na podinstalacje CL i nie-CL

Jeżeli prowadzący instalacje nie stosuje zasady, „95%" jako odstępstwa (patrz punkt 4.4), powinien podzielić kwalifikowaną roczną ilość niemierzalnego ciepła określoną powyżej zgodnie z wykorzystaniem w procesach CL, w których ciepło zużywa się w do wytarzaniach produktów o kodach PRODCOM określone przez zastosowanie odpowiedniej procedury wymienionej w MMP[87].

[86] Wstępne ogrzewanie paliw jest uznawane za część procesu wytwarzania ciepła, tj. liczenie go tutaj oddzielnie jako „ogrzewanie" prowadziłoby do podwójnego zliczenia tej ilości ciepła.
[87](przez cały okres odniesienia) wyraźnie wskazujący ilość sprzedanego ciepła do celów ogrzewania lub chłodzenia przestrzeni lub produkcji ciepłej wody użytkowej.

Krok 3: Określenie potrzeb monitorowania

Po wykonaniu kroków 1 i 2 prowadzący instalacje musi określić, które paliwa wymagają dodatkowego monitorowania w porównaniu z MP zgodnie z MMP. Należy pamiętać, że współczynniki obliczeniowe rzadko wymagają oddzielnego określenia. Byłoby to konieczne, gdyby np. dwa różne typy węgla zostały użyte w urządzeniu przypisanych do różnych podinstalacji, w mało prawdopodobnym przypadku, że w MP te dwa typy węgla zostały potraktowane, jako jeden strumieńmateriałów wsadowych (składający się z dwóch rodzajów węgla). Dlatego zazwyczaj tylko ilości paliw muszą być rozdzielone na podinstalację, a każde paliwo wymaga oddzielnego monitorowania na poziomie podinstalacji tylko wtedy, gdy jest istotne dla więcej niż jednej podinstalacji.

6.14 Określenie granic podinstalacji wytwarzającej emisyjne procesowe

Krok 1: Granice podinstalacji

W celu określenia granic i rocznych poziomów działalności podinstalacji wytwarzających emisje procesowe przed przeprowadzeniem podziału zgodnie z CLlub non-CL prowadzący instalacje powinien określić kwalifikowalną ilość emisji wyrażoną w t CO2 (e) w następujący sposób:

- Punktem wyjścia jest całkowita emisja z instalacji monitorowana na podstawie MP zatwierdzonego zgodnie z MRR, z wyłączeniem emisji ze spalania odpadów;
- Emisje te są zmniejszone o wszystkie emisje przypisane do podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów, podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple i podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie, w tym emisje spowodowane strumieniami materiałów wsadowych wykorzystywanych do oczyszczania gazów odlotowychz działalności w zakresie spalania na pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa
- Wynikające z tego emisje są dodatkowo ograniczane przez emisje wynikające z produkcji energii elektrycznej, emisji związanych z odzyskiwaniem mierzalnego ciepła (zgodnie z art. 10 ust. 5 lit. k) FAR, patrz sekcja 4.4), emisje związane z produkcją mierzalnego ciepła eksportowane do instalacji objętej systemem EU ETS, a także emisje wynikające ze spalaniana pochodniach dla zapewnienia bezpieczeństwa, które nie są uwzględnione we wskaźniku emisyjności dla produktowych;
- Powstające emisje są brane pod uwagę w celu uwzględnienia następnego kroku, pod warunkiem, że prowadzący instalacje dostarczy dowody na to twierdzenie, że emisje odpowiadają, co najmniej jednej z następujących kryteriów:
  - Emisje składają się z gazów cieplarnianych innych, niż CO_2 lub
  - Emisje spowodowane są procesami wymienionymi w art. 2 ust. 10 FAR, a niespowodowane procesami oczyszczania gazów odlotowych;
- W przypadku, gdy instalacja wytwarza gazy odlotowe,[88, 89] które nie są wytwarzane w podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktów, ilość emisji EmWG jest dodawana[90] do emisji określonych w poprzednich punktach. EmWG oblicza się w następujący sposób:

W obu przypadkach producent ciepła musi potwierdzić, że ciepło zgłoszone jako ciepło sieciowe nie podlega bezpłatnemu przydziałowi do innych instalacji ETS.

[88]W przypadku gdy współczynnik emisji gazu odlotowego jest niższy niż współczynnik emisji gazu ziemnego pomnożony przez współczynnik korekty wydajności, wzór ten spowoduje dodanie wartości ujemnej. Dlatego takie gazy odlotowe powinny być traktowane jak zwykłe paliwa.

[89]Szczególna zasada ma zastosowanie w przypadku, gdy gazy odlotowe występujące poza granicami wskaźników emisyjności dla produktów nie są stosowane, głównie w przypadku otwartych pieców (art. 10 ust. 5 lit. i) FAR). Więcej informacji przedstawiono w GD 8 („Gazy spalinowe i podinstalacja emisji procesowych").

[90]Uwaga, że podejście jest przedstawione w inny sposób niż w sekcji 7.3 dotyczącej przypisanych emisji. Tutaj gazy odlotowe są dodawane stosunkowo późno (w pierwszym punkcie mówi się „z wyłączeniem emisji z gazów odlotowych"). Jednak w sekcji 7.3 logika rozpoczyna się od emisji zgodnych z MP w MRR, a następnie wprowadzana jest korekta dla eksportu gazów odlotowych. Oba podejścia są w pełni spójne.

$$Em_{WG} = V_{WG} * NCV \cdot (EF_{WG} - EF_{NG} \cdot Corr)$$

Gdzie:

VWG- oznacza objętością wytwarzanego gazu odlotowego, (który nie jest spalany) wyrażoną, jako Nm^3 lub t,

NCV_{WG}- oznacza wartością opałową netto gazu odlotowego wyrażoną, jako TJ / Nm^3 lub TJ / t,

EF_{WG}- oznacza współczynnik emisji do atmosfery gazu odlotowego wyrażone, jako CO_2/ TJ,

EF_{NG} – oznaczawskaźnik emisyjności oparty na paliwie (56,1 t CO_2/ TJ), a

Corr - oznacza czynnik, który odpowiada za różnicę w wydajnościmiędzy wykorzystaniem gazu odlotowego a wykorzystaniem gazu ziemnego wzorcowego paliwa. Domyślna wartość tego współczynnika wynosi 0,667.

Uzyskane emisje są uważane za roczne emisje procesowe kwalifikujące się do przydziału w ramach podinstalacji wytwarzającyeemisje procesowe

Krok 2 Podział podinstalacjiwytwarzającej emisje procesowe na CL lub non-CL

Jeżeli prowadzący instalacje nie stosuje zasady, „95%" jako odstępstwa (patrz punkt 4.4), powinien podzielić kwalifikowaną roczną ilość emisji określoną powyżej zgodnie z wykorzystaniem w procesach CL, w których emisje procesowe występują w procesach wytarzaniach produktów o kodach PRODCOM określone przez zastosowanie odpowiedniej procedury wymienionej w MMP.

Krok 3: Definiowanie potrzeb monitorowania

Po wykonaniu kroków 1 i 2 prowadzący instalacje musi określić, które strumienie materiałów wsadowych wymagają dodatkowego monitorowania w porównaniu z MP w ramach MMP. W przypadku podinstalacji wytwarzającej emisje procesowe konieczne będzie ustalenie współczynników obliczeniowych osobno dla podinstalacji. Zwykle tylko ilości materiałów wsadowych musi być monitorowana dodatkowo tylko wtedy, gdy jest to istotne dla więcej niż jedna podinstalacja.

6.15 Zasady dotyczące gazów odlotowych

Znaczenie gazów odlotowych z powodu pewnych szczególnych zasad przydziału zostało wyjaśnione w niniejszym dokumencie w punktach 4.2, 7.3 i 6.14. Ich traktowanie pod względem zasad przydziału zostało opracowane w wytycznych nr 8 („Gazy odlotowe i podinstalacja emisji procesowych"). Z perspektywy MRV można podsumować:

6 Gazy odlotowe są strumieniami materiałów wsadowych, takimi jak inne paliwa, i dlatego mogą być monitorowane przy użyciu zasad przewidzianych w MRR (zwróć uwagę w szczególności na zasadę „CO_2 nieodłącznego", tj. CO_2 już zawarty w strumieniu materiałów wsadowych jest uwzględniany przez włączenie do jego wskaźnika emisji). Jednak w przypadku, gdy gazy odlotowe są istotne dla więcej niż jednej podinstalacji, odpowiednie podziały muszą zostać określone.

7 Gazy odlotowe mogą występować, jako „wewnętrzne strumienie materiałów wsadowych", które nie są wymienione w MP w MRR. W takim przypadku zastosowanie mają wymagania MRR. Stosuje się jednak hierarchię podejść (patrz sekcja 6.6.1) dotyczącą najbardziej dokładnych źródeł danych.

6.16 Monitorowania wytwarzania energii elektrycznej

Istnieją dwa powody, dla których ilości energii elektrycznej muszą być monitorowane dla FAR:

6 Jeśli w instalacji jest wytwarzana energia elektryczna, wymagane jest saldo całej importowanej, produkowanej, zużywanej i eksportowanej energii elektrycznej. Jest to dla potwierdzenia kompletności danych dotyczących paliwa i ciepła w instalacji, ponieważ w tym przypadku mniej niż 100% wkładów, produkcji i emisje są przypisywane podinstalacjom (patrz także strona 22).

7 Jeżeli podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności dla produktów jest istotna w instalacji, w której załącznik I do FAR określa, że „zamienność energii elektrycznej i paliw" jest istotna, odpowiednia ilość energii elektrycznej zamiennej ma być kontrolowana.

8 Dla celów MRV ma to następujące konsekwencje:

9 Liczniki energii elektrycznej muszą być zainstalowane w odpowiednich punktach pomiarowych. W przypadku braku liczników najbardziej odpowiednią metodą szacowania jest połączenie godzin pracy z nominalną wydajnością (dla produkcji energii elektrycznej) lub nominalną mocą konsumentów (dla zużycia energii elektrycznej).

10 Chociaż nie jest to określone przez FAR, logiczne wydaje się, że pomiar powinien mieć zastosowanie do mocy rzeczywistej, a nie mocy pozornej (moc złożona) np. tylko moc czynna powinna być mierzona, a moc bierna powinna być pomijana[91].

11 W odniesieniu do podinstalacji, w których istotna jest wymienialność energii elektrycznej i paliw, prowadzący instalacje powinien upewnić się, że:

12 punkty pomiarowe dotyczą tylko określonych części podinstalacji, które są określone w załączniku I do FAR; i to

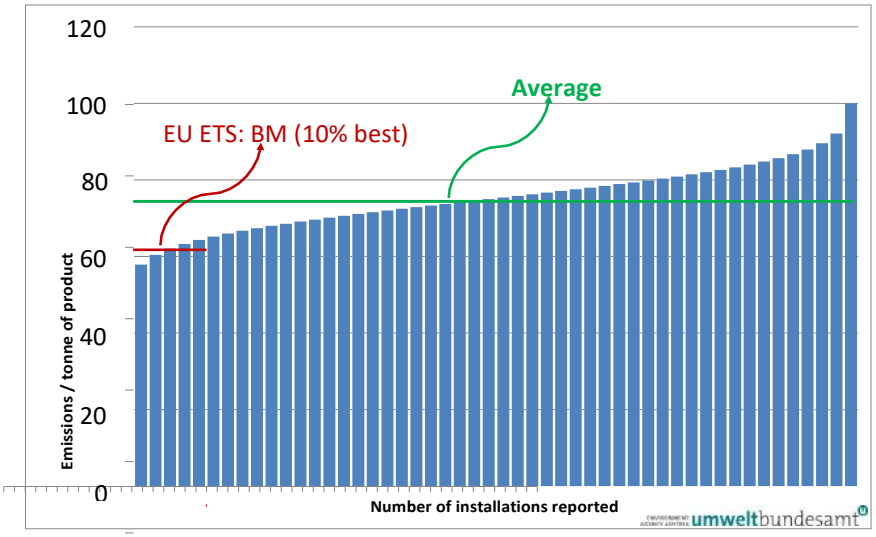
13 prowadzący instalacji ustanawia, dokumentuje, wdraża i utrzymuje procedurę regularnego sprawdzania, czy instalacja została zmieniona w taki sposób, że odpowiednie części zużywające energię elektryczną zostały dodane lub usunięte z instalacji, a także odpowiednio zmodyfikowane MMP.

[91]Jeśli bardzo wysokie przesunięcie fazowe prowadzi operatora do wniosku, że monitorowanie złożonej mocy byłoby bardziej odpowiednie, należy przedstawić uzasadnienie.Jeśli CA zgadza się, należy to wspomnieć w MMP, a całkowity bilans energii elektrycznej powinien być konsekwentnie oparty na tego typu pomiarach.

7. ZAŁĄCZNIK A –PODSTWOWE ZAŁOŻENIA

7.1 Co to są podinstalacje objęta wskaźnikiem emisyjności dla produktów?

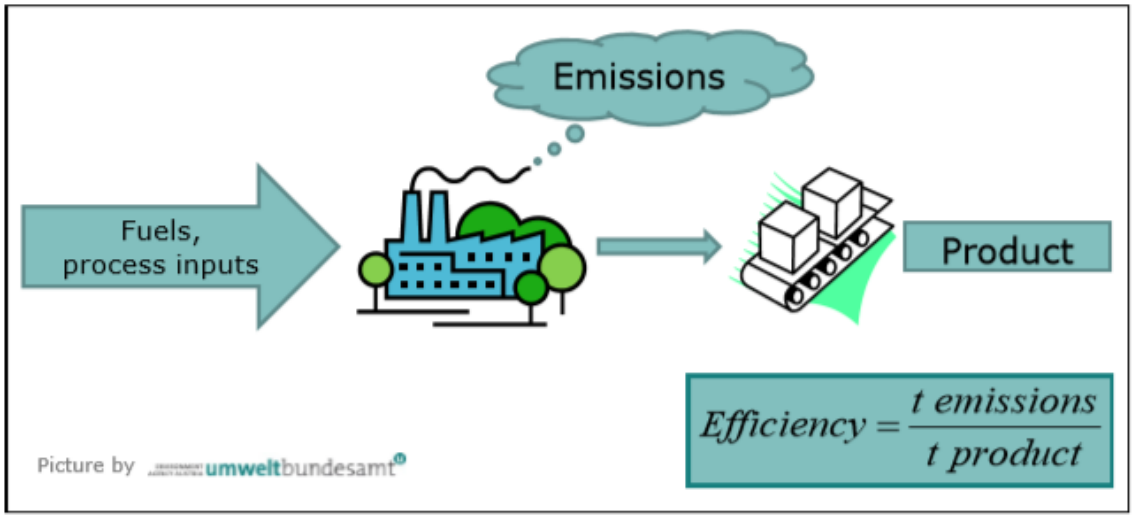
Benchmarki to środki służące porównaniu wydajnościinstalacji w danym sektorze lub podsektorze z wartością referencyjną, dalej zwana: "**benchmarkiem**[92]. Ze względu na ograniczenie do „produktów" ważne jest, aby upewnić się, że tylko podobne rzeczy są porównywane ze sobą. Przykładowo, nie jest przydatne porównywanie zużycia energii w produkcji papieru z produkcją cementu. Dla celów EU ETS poziomy odniesienia są związane z wydajnością GHG w procesach produkcyjnych, wyrażoną, jako intensywność emisji gazów cieplarnianych (GHG), a dokładniej, jako „emisje bezpośrednie [t CO2 (e)] na tonę produktu", przy czym wyznaczony, jako średnia wydajność GHG 10% najlepszych instalacji w sektorze w UE (art. 10a ust. 2 dyrektywy EU ETS), jak pokazano na rysunku 5.
Ze względu na tę definicję nie ma rozróżnienia według rozmiaru instalacji (tj. Wszystkie słupki na wykresie mają tę samą szerokość). Ponadto produkty są podstawą dla benchmarków i nie przewiduje się żadnego zróżnicowania dla takich czynników, jak różne technologie, surowce, paliwa lub źródła ciepła, wiek instalacji, warunki geograficzne lub klimatyczne itp.[93] Takie podejście wymaga solidnej metody, aby zapewnić równe traktowanie instalacji w szerokim zakresie okoliczności, co nakreślono w niniejszym rozdziale.



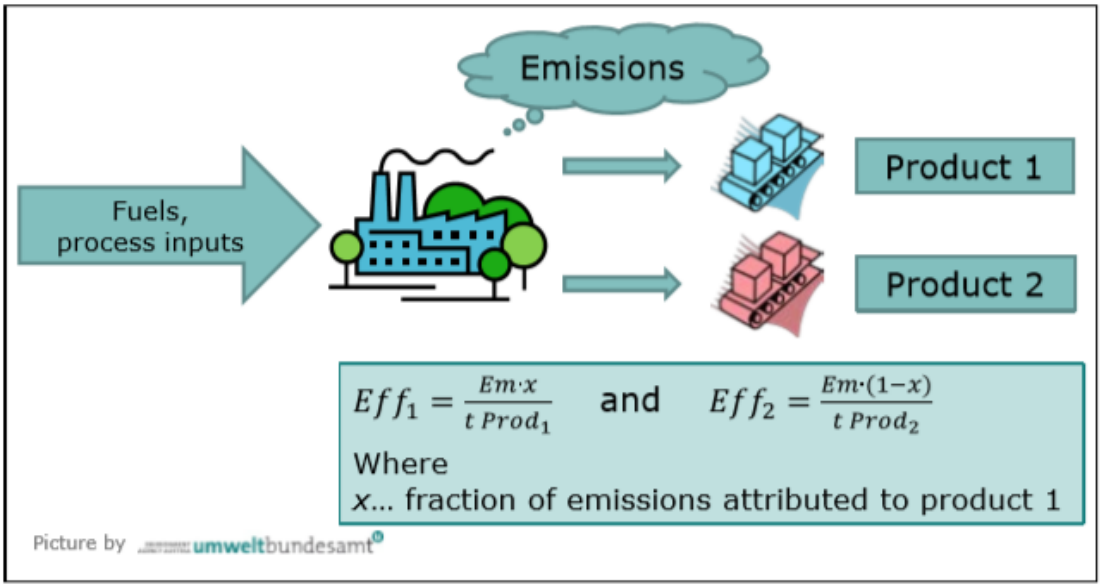
Rysunek 5: ·Ilustracja sposobu określania poziomu odniesienia dla celów EU ETS (na podstawie art. 10a ust. 2 dyrektywy EU ETS). Ten diagram nazywany jest również „krzywą wzorcową".

[92]Dla celów EU ETS należy pamiętać, że poziom odniesienia nie jest dopuszczalną wartością emisji, którą należy osiągnąć przez instalację. Benchmark to tylko jedna z kilku wartości wejściowych wymaganych do dzielenia całkowitej dostępnej liczby uprawnień wśród uczestników EU ETS.
[93]Zasady te zostały opracowane w badaniu Ecofys i Fraunhofer ISI dotyczącym zasad benchmarkingu dla Komisji, zob https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/benchm_co2emiss_en.pdf

W przypadku, gdy tylko jeden produkt (lub jednorodna grupa produktów) jest produkowany w instalacji, jest stosunkowo prosty do określenia wydajności GHG, jak pokazano na rysunku 6. Po prostu trzeba monitorować emisje (przy zastosowaniu „standardowej metodologii" MRR oznacza to monitorowanie ilości i jakości materiałów wejściowych i paliw), a także ilości (nadającego się do sprzedaży) produktu. Aby mieć pewność, co do prawidłowego podejścia, monitorowanie powinno obejmować regularne potwierdzanie, czy jakość produktu jest nadal zgodna z pierwotną definicją produktu. Wymagane jest, aby benchmark był stosowany tylko w przypadku porównywania z podobnymi produktami.



Rys 6: *Podejście do analizy porównawczej prostego procesu produkcyjnego w instalacjiwytwarzającej tylko jeden*rodzaj *produktu.*



Rys. 7: ·Aby przeprowadzić analizę porównawczą instalacji z dwoma produktami, wymagane jest podejście polegające na podziale emisji według dwóch produktów. (Elf… wydajność; Em… emisje)

Jednak typowa instalacja w EU ETS wytwarza więcej niż jeden produkt. W tym kontekście („mierzalne") ciepło[94] stosowane w innych procesach niż produkcja głównego produktu i energia elektryczna powinny być również uważane za „produkty". W takim przypadku, jak pokazano na

[94] Aby uzyskać więcej informacji na temat terminu "mierzalne ciepło", patrz sekcje 4.7 i 6.9.

rysunku 7, konieczne jest podzielenie emisji poprzez dokonanie miarodajnych pomiarów lub założeń, zanim można obliczyć wydajność GHG (emisje / produkcja).

W EU ETS zasady umożliwiające zapewnienie takich podziałów emisji nazywa się „podinstalacjami". Został zaprojektowany, aby wiele różnych sytuacji instalacji było porównywalnych w ramach jednego benchmarku, takich jak:

Instalacje, które wytwarzają tylko jeden produkt, (które mają tylko jedną podinstalację) w porównaniu z instalacjami posiadającymi kilka podinstalacji;

Instalacje obejmuje bezpośrednio proces wytwarzania produktu, w porównaniu z instalacją do produkcji mierzalnego ciepła lub importu ciepła z innych instalacji, zanim ciepło zostanie wykorzystane w procesie produkcyjnym;

Ponadto zasada pozwala na podział na emisje związane z produktem w obu następujących sytuacjach:

- Procesy produkcyjne następują kolejno, tj. produkt A jest wykorzystywany do wytwarzania produktu B;
- Procesy produkcyjne, które zachodzą jednocześnie, np. gdzie jedna reakcja chemiczna daje dwa oddzielne produkty, ale przynajmniej jeden z tych produktów może być również produkowany oddzielnie (np. z innych surowców).

Z powyższego wynika, że podinstalacje nie odnoszą się tylkodo przypisania imurządzeń technicznych instalacji, chociaż niektóre mogą się nakładają na siebie. Najkrótszym możliwym opisem podinstalacji będzie:

Podinstalacja jest opisana przez granice systemu bilansu masy i energii, obejmującego czynniki produkcji, produkty i emisje w celu zapewnienia, że wskaźniki mogą zostać określone dla produktu lub grupy produktów, niezależnie od innych produktów (w tym ciepła lub energia elektryczna) są produkowane w tej samej instalacji, jeśli istnieje.

Te samezasady jest dalej rozwijana w odniesieniu do „metod rezerwowych" FAR, tj. zasadawydzielenia części instalacji, która nie jest objęte wskaźnikami emisyjności dla produktów (zob. Sekcja 7.2).
Powyższa definicja wskazuje na oderwanie od innych zasad podziału instalacji, w szczególności podziału na stacjonarne urządzenia techniczne, takie jak kotły, piece, kolumny destylacyjne, jednostki CHP[95]itp. Różnica może być jedna w przestrzeni (jedna podinstalacja może obejmować kilka urządzeń[96], ale także jedno urządzenie może obsługiwać kilka podinstalacji[97]), ale także w odniesieniu do wymiaru czasowego (jedno i to samourządzenie może być wykorzystywana kolejno dla różnych podinstalacji[98]. Szczegółowy przykład podziału instalacja na podinstalacjach został przedstawiony w sekcji 4.5. Dalsze przykłady (w tym dalsze kroki w celu obliczenia przydział)można znaleźć w poradniku nr 2.

[95]Produkcja ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, określana również jako kogeneracja.
[96] Np. benchmark rafinerii ropy naftowej może obejmować kilkanaście jednostek zlokalizowanych w miejscu o powierzchni kilku km².
[97] Np. gdzie kocioł wytwarza parę wykorzystywaną do kilku procesów produkcyjnych należących do różnych podinstalacji.
[98]Np. gdzie w jednym reaktorze produkowane są różne chemikalia przez cały rok lub w których maszyna papiernicza może być przełączana między różnymi gatunkami papieru

7.2Benchmark produktowe i rezerwowe

Dyrektywa EU ETS wymaga, zgodnie z art. 10a ust. 1, że Komisja „ w stopniu, w jakim jest to możliwe określała ogólnounijne wskaźniki ex ante" dla produktów. Dodanie *„w stopniu, w jakim jest to możliwe*" uwzględnia fakt, że od początku dyskusji na temat przydziału opartego na benchmarkach oczekiwano, że w instalacjach objętych EU ETS jest zbyt wiele różnych produktów, aby rozsądnie ustanowić poziomy odniesienia dla wszystkich z nich. I rzeczywiście, lista 52 benchmarków produktowych, które znajdują się w FAR (jak również w CIMs wcześniej), jak uzgodniono z odpowiednimi stowarzyszeniami branżowymi, obejmowała tylko dwie trzecie przydziałów w trzeciej fazie. W pozostałych przypadkach opracowano inne podejścia (podejścia „rezerwowe").

Aby zrozumieć, dlaczego FAR ustanawia jasną hierarchię między różnymi metodami, należy przypomnieć, że benchmarki produktowy to zasada, która porównuje wydajność GHG w pełnym zakresie: uwzględniają wydajność zużycia energii w procesie produkcji, efektywność konwersji energii z paliwa na ciepło, a także intensywność emisji gazów cieplarnianych wykorzystywanych paliw. Podejścia „rezerwowe" uwzględniają mniej elementów efektywności GHG, co podsumowano w tabeli 2:

- Ponieważ większość energochłonnych procesów przemysłowych (główny cel EU ETS) zużywa ciepło (w postaci pary, gorącej wody itp.), Do takich procesów można zastosować „benchmark oparty na ciepła". Nie zapewnia to pełnego wskaźnika wydajności w odniesieniu do produktu końcowego, ponieważ element „ilości zużywanego ciepła na tonę produktu" nie wchodzi w jego zakres. Odznacza się jednak wydajnością w wytwarzaniu ciepła oraz współczynnikiem emisji gazów cieplarnianych w oparciu o mieszanka paliw.
- W wielu przypadkach ciepło jest zużywane, jako główny proces mający znaczenie dla wydajności, ale bez uprzedniego wytworzenia „mierzalnego ciepła" w medium grzewczym. Zamiast tego ciepło jest dostarczane bezpośrednio w procesie, np. przez palnik umieszczony bezpośrednio w piecu, podgrzewaczu, suszarni itp. To „niemierzalne ciepło" jest uwzględniane w „benchmarku opartym na paliwie". Uwzględnia intensywność gazów cieplarnianych wykorzystywanych paliw, ale nie wykazuje wydajności konwersji energii ani konkretnych poziomów zużycia energii.
- Wreszcie, dla emisji procesowych, które nie są związane ze zużyciem energii, ale z reakcjami chemicznymi innymi niż spalanie, nie stosuje się kryterium wydajności.

Zgodnie z powyższym, benchmark produktowy jest najbardziej preferowany, aby był stosowany w zasadach przydziału, jako pierwsza opcja, dając najbardziej kompletną realizację koncepcji benchmarkingu. Następny w kolejności jest benchmark oparty na cieple, a następnie benchmark oparty na paliwie, podczas gdy emisje procesowe powinny być wykorzystywane tylko do wypełniania luk, jeśli wszystkie inne opcje są wyczerpane.

Tabela 2: Porównanie benchmarków produktów i metod awaryjnych dotyczących elementów efektywności GHG, które uwzględniają

	Końcowe/ finalne zużycie energii	**Energy conversion efficiency/wydajność konwersji energii**	**Fuel choice/wybór paliwa**
Benchmarkproduktowy	☑	☑	☑
Benchmark oparty na ciepła	☒	☑	☑
Benchmark oparty na paliwie	☒	☒	☑
Emisje procesowe	☒	☒	☒

7.3 Emisje przypisane

W celu aktualizacji wartości benchmarku (tj. w celu wygenerowania nowych krzywych wzorcowych), należy wziąć pod uwagę nie tylko bezpośrednie emisje podinstalacji. Dzieje się tak, dlatego, że celem jest porównanie „rzeczywistej" emisji (w zakresie, w jakim są one znane) dla całego procesu produkcyjnego związanego zwytwarzaniem produktu, ale tylko dla produkcji tego jednego produktu. Celem jest, aby konkretne emisje GHG na tonę produktu z każdej instalacji były porównywalne, tzn. granice systemu muszą być ściśle określone i spójne, a powiązane zasady muszą być przestrzegane przez prowadzących instalacje.

Metodologia przypisywania emisji do podinstalacji (tj. benchmarku dla produktu) musi zapewnić odpowiednie odzwierciedlenie miar efektywności. Oznacza to, że bardziej wydajna instalacja ma niższą wartość dla wytworzenia jednejtonyproduktu GHG/ t. W tym celu np. import ciepła prowadzi do odliczenia od przypisanych emisji danej podinstalacji, ponieważ ciepło jest drugim produktem, który otrzymuje własny przydział w ramach wskaźnika emisyjności opartego na cieple lub jako część innej podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktów, do której ciepło jest importowane i zużyte, i do którego dodaje się ekwiwalent emisji dla tego importowanego ciepła. Zasady są spójne, ponieważ całkowita ilość przypisanych emisji z podinstalacji sumuje się do całkowitej emisji z instalacji (z wyjątkami wymienionymi w ramce na stronie 22).

Ponadto metodologia musi umożliwiać porównanie różnych sytuacji, takich jak produkcja w samodzielnej instalacji (gdzie produkowany jest tylko jeden produkt) i produkcja w bardziej zintegrowanej instalacji. Produkcja ciepła musi być rozliczana w ten sam sposób, jeśli jest dostarczana albo przez bezpośrednie wytwarzanie ciepła lub, jeśli jest dostarczana za pomocą siecicіepłowniczej („mierzalne ciepło"), bez względu na to, czy jest ona wytwarzana w instalacji przez kocioł lub w proces CHP lub jeśli ciepło jest importowane z innej instalacji.

Te wymogi metodologiczne są wdrażane poprzez obliczenie „przypisanych emisji" każdej podinstalacji w następujący sposób (nie wszystkie terminy są istotne dla wszystkich typów podinstalacji

$$AttrEm = DirEm^{*} + Em_{Himport} - Em_{Hexport} + WG_{corr,export} - WG_{corr,export} + E_{mel.exch} - E_{mel,produced}$$

Zmienne tego równania wyjaśniono w następujący sposób:

AttrEm: emisja przypisana do podinstalacji.

DirEm* Bezpośrednio przypisane emisje [99] związane ze strumieniami materiałów wsadowych zgodnie z PM w MRR, z następującymi wyjątkami:

- Mierzalne ciepło: wszędzie tam, gdzie paliwa są wykorzystywane do produkcji mierzalnego ciepła, które jest zużywane w więcej niż jednej podinstalacji, (co obejmuje sytuacje z importem i eksportem do innych instalacji), paliwa nie są uwzględniane w bezpośrednio przypisywanych emisjach podinstalacji. Zamiast tego zastosowano podejście opisane poniżej (w „**EmH,import**"). Tylko w przypadku, gdy ciepło jest wytwarzane wyłącznie dla jednej podinstalacji, emisje można bezpośrednio przypisać podinstalacjom poprzez emisje z paliwa. Jest tak w przypadku, gdy urządzenie techniczna[100], w której wytwarzane jest ciepło, znajduje się w granicach tylko jednej podinstalacji.
- Gazy odlotowe, które są importowane z innych instalacji są zazwyczaj zawarte w MP. Nie można jednak przypisać ich pełnej emisji, lecz tylko część „konsumencką", co odbywa się za pomocą punktu „**WGcorr,import**", jak wskazano poniżej. Dlatego należy je wyłączyć z obliczania **DirEm***. Jednakże gazy odlotowe, które są wytwarzane i w pełni zużywane w podinstalacji, są tu zawarte[101,102]. Emisje z gazów odlotowych, które są wytwarzane i eksportowane z podinstalacji, są tu uwzględnione, ale tylko, jako pierwszy krok. Są one następnie korygowane za pomocą terminu „**WGcorr,export**" (patrz poniżej).
- Dlatego stosuje się następujące równanie:

$$DirEm^{*} = DirEm_{total} - EmF,_{heatsuppl} - EmWG,_{inst.}$$

Gdzie:

DirEm**total oznacza całkowitą bezpośrednio związaną emisje ze strumieni materiałów wsadowych (w tym „wewnętrzne strumienie materiałów wsadowych", jeśli dotyczy, patrz poniżej),

EmF,heatsuppl oznacza emisje z paliw wykorzystywanych do dostarczania mierzalnego ciepła, gdzie ciepło nie jestzużywane tylko przez jedną podinstalację, i

EmWG,inst. oznacza import emisji związane z gazami odlotowymi importowanymi na poziomie instalacji.

Emisje bezpośrednio przypisywane są w monitorowaniu wielkości emisji zgodnie z MP zatwierdzonym, tj. z uwzględnieniem emisji z metodologii opartych na obliczeniach (przy użyciu strumienimateriałów wsadowych), metodologii opartych na pomiarach (CEMS), a także podejść bez poziomów dokładności („odstępstwa"). W przypadku, gdy emisje wynikowe muszą zostać podzielone na kilka

[99] Alternatywny termin „emisje bezpośrednie" może być postrzegany jako mylący, ponieważ w FAR termin ten jest używany tylko w kontekście wymienności energii elektrycznej.Należy jednak pamiętać, że termin ten jest tutaj używany w bardzo specyficzny sposób tylko dla celów tego wzoru.To jest powód, dla którego jest oznaczony gwiazdką (*), co oznacza, że DirEm * otrzymał określone znaczenie.

[100] Jeśli jest to jednostka kogeneracyjna, należy przestrzegać zasad podziału jej emisji na część przypisywaną ciepłu i energii elektrycznej, patrz sekcja 6.10.

[101] Ponieważ gaz odpadowy jest wytwarzany i zużywany w tych samych granicach systemu, bezpośrednie emisje gazu odlotowego są zerowe netto. Można to zilustrować następującym przykładem: W organicznym procesie chemicznym surowiec R jest częściowo utleniany w celu otrzymania produktu P, a gaz odpadowy W. W jest spalany w celu dostarczenia energii do procesu. Zatem bilans masy zgodnie z MRR dawałby:
Em = M (CO2) / M (C) × [C (R) - C (W) + C (W) - C (P)] = M (CO2) / M (C) × [C (R) - C (P)],
gdzie M (CO2) / M (C) to stosunek masy molowej CO2 i węgla, odpowiednio, a C (x) to węgiel zawarty w ateriale x. Jak widać, gaz odpadowy W nie musi być monitorowany.

[102] W tym konkretnym przypadku nie ma znaczenia, czy spaliny są spalane lub wykorzystywane w procesie.

podinstalacji,prowadzący instalacje musi zastosować dodatkowe przyrządy pomiarowe do określania ilości strumieni materiałów wsadowych wykorzystywanych w każdej podinstalacji lub ustanawiać metody obliczania lub szacowania w celu przeprowadzenia tego podziału.

Dodatkowy monitoring jest wymagany dla „wewnętrznych strumieni materiałów wsadowych", tj. strumieni materiałów wsadowych wytwarzanych w jednej podinstalacji i wykorzystywanych w innej, z wyjątkiem gazów odlotowych, które zostały skorygowane zgodnie z opisem poniżej. Takie strumienie materiałów wsadowych zwykle nie pojawiają się w MP[103], takie jak koks wytwarzany w podinstalacji koksu i zużywany w gorącej podinstalacji metalowej w tej samej instalacji. W przypadku wewnętrznych strumieni materiałów wsadowych odpowiednie metody monitorowania muszą być włączone do MMP. W szablonie danych podstawowych używa się również terminu „wewnętrzne strumienie materiałów wsadowych", z określonymi polami wejściowymi dla każdej podinstalacji.

$Em_{H,import}$ Emisje związane z przypisywaniem mierzalnego ciepła importowanego (przywożonego) do podinstalacji. Obejmuje to import z innych instalacji, lub innych podinstalacji, a także ciepło otrzymane z jednostki technicznej (np. Centralnej elektrowni w instalacji lub bardziej złożonej sieci pary z kilkoma jednostkami wytwarzającymi ciepło), która dostarcza ciepło do więcej niż jednej -instalacja. Ciepło z takich urządzeń jest uwzględnione w „imporcie" dla celów przejrzystości.

Emisje z importowanego ciepła oblicza się, w zależności od przypadku, za pomocą jednej z następujących metod:

- W przypadku, gdy znana jest ilość zużytego paliwa i współczynnik emisji mieszanki paliwowej wykorzystywanej do produkcji ciepła, (co zwykle ma miejsce w przypadku wytwarzania ciepła w instalacji), odpowiednie emisje są przypisywane przez prowadzący instalacji.
- To samo dotyczy sytuacji, gdy ciepło jest importowane z innych instalacji, ale w przypadku, gdy prowadzący instalacjeimportujący ciepło otrzyma odpowiednie informacje o mieszance paliw od prowadzącego instalację wytwarzającą ciepło.W przypadku import ciepła z instalacji objętej systemem EU ETS lub spoza systemu EU ETS i ciepło odzyskanego z innych procesów (w innych podinstalacji) rzeczywiste emisje mogą być nieznane lub mogą być nie jasno określone, ponieważ dane takie jak wydajność wytwarzania i wskaźnik emisji mieszanki paliwowej jest dziesięć nieznanych. Zamiast tego FAR wymaga od prowadzącego instalację zgłaszania tylko ilości ciepła bez przypisywania im emisji[104].

To samo dotyczy ciepła wytwarzanego w podinstalacji kwasu azotowego iciepła z kotłów elektrycznych w odniesieniu do aktualizacji wskaźnika emisyjności z instalacji importującej ciepło. Należy jednak pamiętać, że takie ciepło jest traktowanejak ciepło objęte systemem UE ETS spoza systemu UE ETS do celów przydziału, tj. nie kwalifikuje się doprzydziału.

$Em_{H,export}$ Emisje związane z przypisywaniem mierzalnego ciepła eksportowanego (wywożonego) z podinstalacji. W przeciwieństwie do tego, co powiedziano w przypadku $E_{mH,import}$, emisje przypisane do eksportowanego ciepła są zawsze określane na podstawie (zaktualizowanego) wskaźnika emisyjności opartego na cieple. Podobnie do tego, co powiedziano powyżej w odniesieniu do E_{mH},import (przywóz), w przypadku ciepła odzyskanego i wywiezionego z produktu objętego wskaźnikiem emisyjności lub podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie, rzeczywiste emisje mogą być nieznane lub mogą być nie jasno określone. W tych przypadkach FAR wymaga od prowadzącego instalacje zgłaszania tylko ilości ciepła bez przypisywania emisji.

[103] W tym konkretnym przypadku nie ma znaczenia, czy spaliny są spalane lub wykorzystywane w procesie.

[104] Należy zauważyć, że w takich przypadkach ma miejsce „jakościowe przypisanie" emisji: obowiązek przeprowadzenia przypisania do podinstalacji należy uznać za spełniony, mimo że nie są one określone ilościowo.

$WG_{corr,import}$ Korekta dla importowanych gazów odlotowych: Zgodnie z MRR pośredni emiterjest w pełni odpowiedzialny za emisje. Oznaczałoby to, że urządzenia spalające gazy odlotowe musi zgłosić pełne emisje gazu odlotowego. Jednakże, dla celów FAR, emisje wynikające z instalacji zastępują produkcję i zużywanie w podinstalacji. W przypadku importu, tj. wykorzystania gazu odlotowego, odnośne emisje, które można przypisać, nie są uwzględnione w DirEm, * powyżej, ale są obliczone

$$WG_{corr,import} = V_{WG} \cdot NCV_{WG} \cdot BM_F$$

Gdzie:

V_{WG} to ilość importowanego gazu odlotowego,

NCV_{WG} jego wartość opałowa i

BMF (zaktualizowany) wskaźnik emisyjności oparty na paliwie. Należy zauważyć, że w przypadku, gdy gaz odlotowe nie są bezpośrednio zużywany w podinstalacji, ale wykorzystywany do produkcji mierzalnego ciepła, jako produktu pośredniego, zasada ta nie ma zastosowania. Zamiast tego obowiązuje zasada przypisywania emisji związanych z importem mierzalnego ciepła (patrz wyżej „**$E_{mH,import}$**").

Należy zauważyć, że w przypadku podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie nie bierze się pod uwagę ilości gazówdopalanych w spalinach, co oznacza, że są one odejmowane od ilości importowanej).

$WG_{corr,export}$ Korekta dla eksportowanych (wywożonych) gazów odlotowych: Do celów FAR emisje gazów odlotowych są rozdzielane między podinstalację produkującą i konsumującą. W przypadku, gdy gaz odlotowych jest wytwarzany w podinstalacji, jego pełne emisje są już uwzględniane w przypisanych do niego podinstalacjach, w wyniku strumieni materiałów wsadowych zawartych w DirEm*. Dlatego korekta jest wymagana tylko dla każdej eksportowanej ilości (objętości)[105]. Eksport, tj. korekta uwzględnia fakt, że konsument gazu odlotowego powinien być traktowany na równi z innymi instalacjami stosującymi gaz ziemny i korygujący dwie różne wydajności typowe dla wykorzystania gazów.

Dla eksportu np. wykorzystanie gazu odlotowego w innym miejscu, odpowiednie emisje, które należy odjąć, są obliczane, jako:

$$WG_{corr,export} = V_{WG} \cdot NCV_{WG} \cdot EF_{WG} \cdot Corr_{\eta}$$

Gdzie:

$V_{WG,}$ oznacza objętością gazu odlotowego eksportowanego z podinstalacji, wyrażoną, jako Nm^3 lub t,

NCV_{WG} oznacza wartości opałową netto gazu odlotowego wyrażoną, jako TJ/Nm^3 lub TJ/t spójną z jednostką stosowaną dla V***WG***,

EF_{NG} oznacza współczynnikiem emisji z gazu ziemnego(56,1 t CO_2/TJ), i

$Corr_{\eta}$ oznacza czynnik, który odpowiada za różnicę w wydajności pomiędzy zużyciem gazu odlotowego a wykorzystaniem referencyjnego paliwa gazowego. Domyślna wartość tego współczynnika wynosi 0,667.

$Em_{el,exch}$ Emisje odpowiadające „zamienności" paliw i energii elektrycznej. W EU ETS zachodzą procesy, w których różne instalacje zużywają ciepło wytwarzane przez

[105] Korekta uwzględnia fakt, że konsument gazu odlotowego powinien być traktowany na równi z innymi instalacjami stosującymi gaz ziemny i korygujący dwie różne wydajności typowe dla wykorzystania gazów.

paliwo lub wytwarzane przez energię elektryczną. Sytuacja ta nazywana jest „zamiennością paliw i energii elektrycznej", a konkretnareguła przydziału ma na celu równe traktowanie tych sytuacji (art. 22 FAR). Kilka benchmarków produktowych w Załączniku I FAR są wskazane dla całej kategorii i podane są granice dotyczące ich procesów.

Ilość energii elektrycznej zużywanej w tych ostatnich granicach określonych w FAR musi być monitorowana i zgłoszone przez prowadzącego instalacje w celu dostarczenia odpowiednich przypisanych emisji w celu aktualizacji wartości wskaźnika. Emisje, które można przypisać **$Em_{el,exch}$** (określane jako „emisje pośrednie" w FAR) oblicza się w następujący sposób:

$$Em_{el,exch} = El_{cons,exch} \cdot EF_{El}$$

Gdzie:

$El_{cons,exch}$to ilość zużytej energii elektrycznej wyrażona w MWh,

EF_{El}jest ogólnounijnym średnim współczynnikiem emisji dla produkcji energii elektrycznej, który jest podawany przez FAR jako *EFEl* = 0.376 t CO_2 /MWh.

$Em_{el,produced}$ Emisje równoważne energii elektrycznej wytwarzanej w podinstalacji. Należy zauważyć, że obejmuje to tylko energię elektryczną, która jest wytwarzana inaczej niż poprzez pośrednią produkcję mierzalnego ciepła (np. za pomocą pary). Obejmuje to energię elektryczną, która jest wytwarzana np. ze sprężonych gazów przez turbinę rozprężną. Jakakolwiek energia elektryczna wytwarzana przez mierzalne ciepło została już odjęta ***$Em_{H,export}$*****above**.

Emisje, które można przypisać Em_{el}, są obliczane w następujący sposób:

$$Em_{el,produced} = El_{produced} \cdot EF_{El}$$

Gdzie:

Elproducedjest ilością wyprodukowanej energii elektrycznej inną niż energia elektryczna wytwarzana za pomocą mierzalnego ciepła, wyrażona w MWh, oraz

EFEljest to ogólnounijny średni wskaźnik emisji dla produkcji energii elektrycznej, który jest podawany przez FAR jako EFEl = 0,376 tCO2 / MWh.

7.3.1 Przykłady: Ogólne wprowadzenie

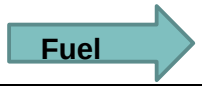
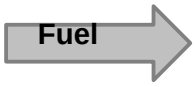
Poniższa tabela łączy każdy element powyższej formuły **AttrEm** z odpowiednimi sekcjami w zbiorze danych podstawowych i szablonach MMP, a także z odpowiednimi przykładami przedstawionymi w tej sekcji.

*Tabla 3: Związek między różnymi zmiennymi **AttrEm** a odpowiednimi sekcjami w bazowym zbiorze danych Komisji i szablonie MMP. (Dalsze parametry zawarte w tabeli dotyczą wpisów, które należy podać w sekcji „Aktualizacja BM" szablonu gromadzenia danych podstawowych w celu sprawdzenia spójności lub innych celów, ale nie mają bezpośredniego wpływu na **AttrEm**).*

Przypisane emisje	**Odpowiednia sekcja w szablonie gromadzenia danych podstawowych**		**Odpowiednia sekcja w szablonie MMP**		**Odpowiednie przykłady w tej sekcji**
	Product BM	**Fallback BM[106]**	**Product BM**	**Fallback BM**	
DirEm* (Plan Monitorowania strumień materiałów wsadwoych)	F.g	G.c	F.e.i	G.c	All
DirEm* (wewnętrznystrumień materiałów wsadwoych)	F.i	–	F.e.ii	–	WG-1
DirEm* (CO_2 surowiec/materiał)	F.j	–	F.e.iii	–	–
$Em_{H,import}$	F.k.i	G.1.f	F.g	G.1.f	MH(all), WG-3, Elec-2
$Em_{H,export}$	F.k.v	G.4.e	F.g	G.4.e	MH(all)
$WG_{corr,import}$	F.l.xx	G.4.d	F.h	G.4.d	WG(all)
$WG_{corr,export}$	F.l.xxv	–	F.h	–	WG(all)
$Em_{el,exch}$	F.c	–	F.c	–	Elec-1
$Em_{el,prod}$	F.m	–	F.c	–	Elec-2
Parameter: Fuel input	F.h	G.d.i	F.f	G.d	All
Parameter: Fuel input from waste gases (WG)	F.k	G.d.iii	F.h	G.d	WG(all)
Parameter: Heat produced	–	G.	–	G.e	MH-5
Parameter: Heat from pulp	F.k.iii	G.1.f	F.g	G.1.f	MH-3
Parameter: Heat from nitric acid	F.k.iv	–	–	–	MH-3
Parameter: Waste gases produced	F.l.v	–	F.h	–	WG(all)
Parameter: Waste gases consumed	F.k.x	–	F.h	–	WG(all)
Parameter: Waste gases flared	F.l.xv	–	F.h	–	WG(all)
Parameter: Total pulp produced	F.n	–	F.a	–	MH-3
Parameter: Intermediate products	F.o	–	F.a	–	-

[106] W przypadku odniesienia do szczególnego rodzaju podinstlacji rezerwych wskaźnika referencyjnego odpowiednie sekcje dotyczą wszystkich podinstalacji o tym samym wskaźniku referencyjnym, np. „G.1.f" oznacza, że jest to odpowiednia sekcja dla podinstalacji cieplnych i ciepłowniczych; „G.4.d" oznacza odpowiednią sekcję dla podinstalacji onjętej wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie BM.

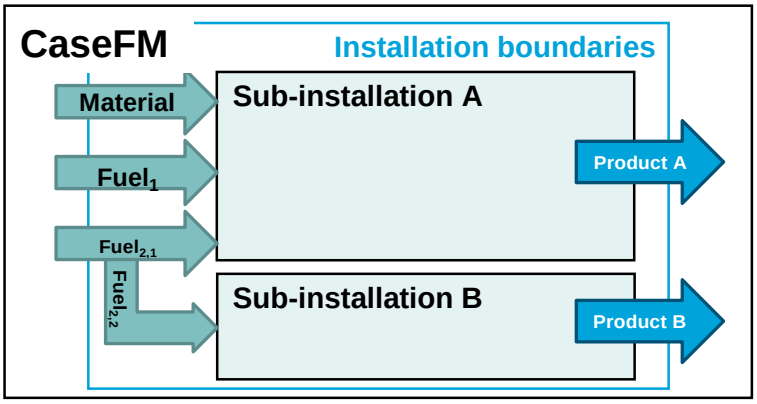
Poniższa tabela przedstawia kodowanie kolorów dla wszystkich paliw, materiałów i przepływów ciepła wykorzystanych w przykładach. W przykładach wskazano, które z sekcji szablonu danych bazowych należy wprowadzić i jaki typ danych.

Typ strzałek	Opis
	Zielone strzałki są używane dla strumieni materiałów wsadowych [107] znajdujących się w MP zgodnie z MRR („strumienie materiałów wsadowych MP")
	Szare strzałki są używane dla paliw spalanych poza granicami instalacji, tj. nieobjętych MP zgodnie MRR.
	Jasno czerwone strzałki są używane dla „wewnętrznych strumieni materiałów wsadowych", które nie są objęte MP (np. ponieważ w całej instalacji stosowany jest bilans masy).
	Ciemnoniebieskie strzałki służą do przepływu mierzenia ciepła.
	Niebieskie strzałki są używane do produktów, np. produkty BM produktowy.
	Czerwone strzałki służą do przepływu energii elektrycznej.

7.3.2 Przykłady: tylko paliwo i materiał (FM)

Poniższy rysunek i tabela wyjaśniają prosty i ogólny przypadek instalacji, która zużywa bezpośrednio paliwa (ciepło niemierzalne z wyłączeniem wsadu paliwa z gazów odlotowych[108]) oraz sposób, w jaki przypisanie do każdej podinstalacji w celu określenia przypisanych emisji powinno być zrobione w szablonie danych podstawowych i jak działają obliczenie. Dwa rodzaj paliw w przykładzie (Fuel2) jest używany w dwóch różnych podinstalacjach; odpowiednie nakłady energii to Paliwo 2,1 i Paliwo 2,2.
Sytuacja taka miałaby miejsce w wielu sektorach, na przykład w przemyśle cementowym (np. A = podinstlacja do produkcji szarego klinkieru, B = podinstalacja benchmarkiem paliwiowym (młyn)), przemyśle ceramicznym (np. A = cegły, układarki lub płytki), szkle (np. A = szkło float lub szkło kolorowe/bezbarwne) itp.

[107]Obejmuje to wszystkie strumienie źródłowe, tj. Niezależnie od tego, czy stosowana jest standardowa metodologia zgodnie z art. 24 MRR (paliwo i materiał procesowy) lub bilans masy zgodnie z art. 25 MRR.
[108]Zasady mierzalnego przepływu ciepła i gazów odlotowych przedstawiono w przykładach MH i WG.



Rys 8: Przykładowy przypadek FM

Table4: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku FM

Przypisane emisje	**Sub A**	**Sub B**
DirEm*(Bezpośrednio przypisane emisje)	$Fuel_1$ x EF_{F1} + $Fuel_{2,1}$ x EF_{F2} + Material x $EF_{material}$	$Fuel_{2,2}$ x EF_{F2}
Wszystkie inne parametry	*0 lub „nie dotyczy”*	*0 lub „nie dotyczy”*
AttrEm	**Suma powyższych**	–
Parameter: Paliwo na wejściu	*$Fuel_1$ + $Fuel_{2,1}$*	*$Fuel_{2,2}$*
Parameter: Wprowadzanie paliwa (ważone EF)	*($Fuel_1$ x EF_{F1} + $Fuel_{2,1}$ x EF_{F2}) / “Fuel input”*	*EF_{F2}*

7.3.3. Przykłady: mierzalne przepływy ciepła (MH)

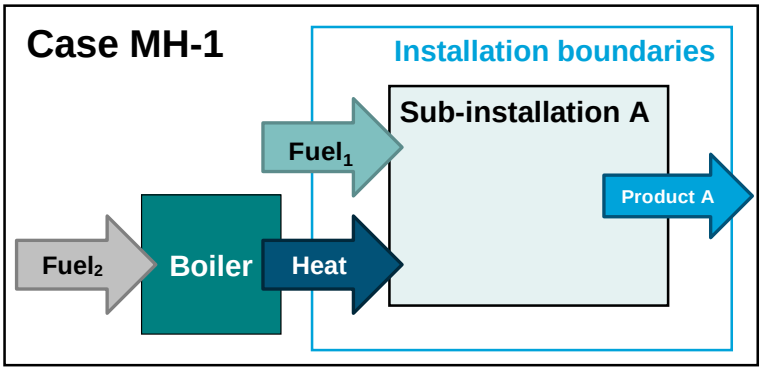
Zasady importu i eksportu mierzalnego ciepła - Wprowadzenie

Poniższe rysunki i tabele wyjaśniają dla każdego przypadku, w jaki sposób przypisanie paliw i ciepła do każdej podinstalacji w celu określenia przypisanych emisji należy przeprowadzić w szablonie danych podstawowych oraz w jaki sposób działa obliczenie. W każdym przypadku podinstalacje zużywają paliwa (niemierzalne ciepło) lub (mierzalne) ciepło. Przypadki są następujące:

8. **Przypadek MH-1:** Instalacja ma tylko jedną podinstalację. Ciepło jest importowane z innej instalacji.
9. **Przypadek MH-2:** Podobny do przypadku MH-1, ale ciepło jest wytwarzane w rozważanej instalacji.
10. **Przypadek MH-3:** Ciepło jest eksportowane z jednej podinstalacji (np. Odzysk ciepła odpadowego) i zużywane przez inną podinstalację w ramach tej samej instalacji.
11. **Przypadek MH-4:** Podobny do przypadku MH-2, ale wytwarzane ciepło jest zużywane przez dwie podinstalacje.
12. **Przypadek MH-5:** Podobny do przypadku MH-4, ale pokazuje szczegóły dotyczące rozliczenia ciepła.
13. **Przypadek MH-6:** Podobny do przypadku MH-2, ale ciepło wytwarzane jest przez CHP.

Sytuacje te wystąpiłyby w wielu sektorach, na przykład w przemyśle celulozowo-papierniczym (np. Ciepło MH-1 importowane z podłączonej elektrociepłowni do produkcji papieru), albo sektordystrybucji gazu (np. sprawa MH-3, A = podinstalacja BM paliwa dla stacji sprężarek gazu, B = podinstalacja ciepłownicza z odzyskanego ciepła odpadowego) itp.

Zasady importu i eksportu mierzalnego ciepła - Case MH-1



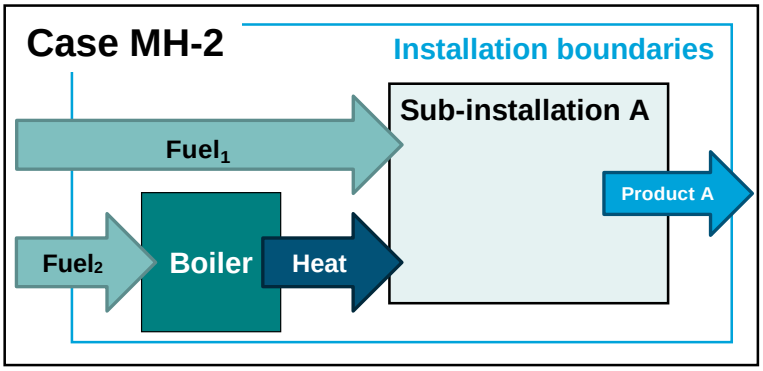
Rys 9: Przykładowy przypadek MH-1 dotyczący emisji przypisanych (mierzalne ciepło).

Tabla 5: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku MH1 (mierzalne ciepło)

Attributed emissions	**Sub A**	**Sub B**
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1}	–
$Em_{H,import}$	+ Heat x $EF_{imported\ heat}$ (†)	–
$Em_{H,export}$	0	–
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	–
Parameter: Fuel input	$Fuel_1$	–
Parameter: Fuel input (weighted EF)	EF_{F1}	–

†***EFimported heat***:informacje te należy uzyskać od dostawcy.Jeżeli ta informacja nie jest dostarczona lub nie jest wystarczająco poparta odpowiednimi dowodami, wpisy dotyczące wskaźnika emisji powinny być puste. Dotyczy to również sytuacji, gdy nie można określić EF, np. Jeśli dotyczy mierzalnego ciepła odzyskanego z podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów.Dane w tym miejscu nie uległyby zmianie, gdyby dostawca ciepła nie był objęty systemem EU ETS lub ciepło pochodziło z produkcji kwasu azotowego.Miałoby to jedynie wpływ na przydział, ale nie na przypisane emisje.

Zasady importu i eksportu mierzalnego ciepła - Case MH-2



Rys 10: Przykładowy przypadek MH-2 dotyczący przypisanych emisji (measurable heat).

Tabla 6: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku MH-2 (mierzalna temperatura)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1} + $Fuel_2$ x EF_{F2}	–
$Em_{H,import}$	0	–
$Em_{H,export}$	0	–
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	–
Parameter: Fuel input	$Fuel_1 + Fuel_2$	–
Parameter: Fuel input (weighted EF)	$(Fuel_1 x EF_{F1} + Fuel_2 x EF_{F2}) /$	–

Zasady importu i eksportu mierzalnego ciepła - Przykład MH-3

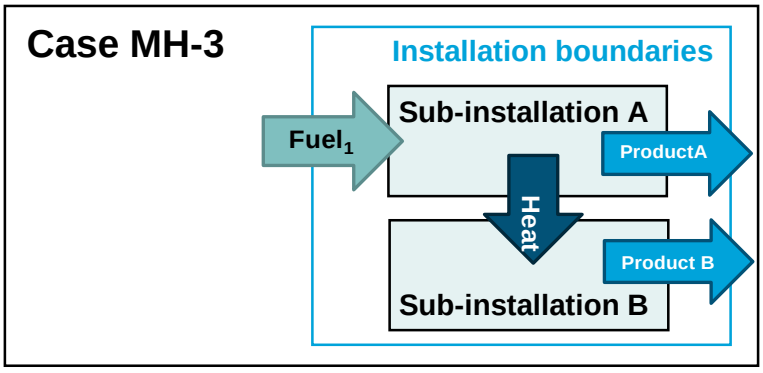


Figure11: Przykładowy przypadek MH-3 dotyczący emisji przypisanych (mierzalne ciepło).

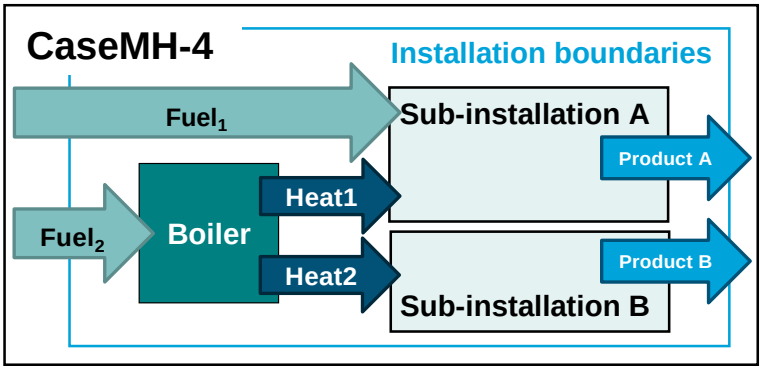
Table 7: Calculation of attribution of emissions for case MH-3 (measurable heat)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1}	0
$Em_{H,import}$	0	+ Heat x $EF_{exported\ heat}$(†)
$Em_{H,export}$	– Heat x $EF_{exported\ heat}$ (†)	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	$Fuel_1$	0
Parameter: Fuel input (weighted EF)	EF_1	0

†$EF_{exported\ heat}$:Istnieją przypadki, w których współczynnik emisji związany z eksportem ciepła nie jest znany lub nie można go określić, np. w odniesieniu do ukrytych emisji gazów cieplarnianych z instalacji w testach porównawczych instalacji. W takim przypadku pole wejściowe dla współczynnika emisji należy pozostawić puste. Jeśli A jest podinstalacją objętą wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie, z której odzyskuje się ciepło, np. podgrzewanie (B), czynniki emisyjne powinny stanowić wyznacznik rzeczywistej wydajności produkcji ciepła na poziomie 90% (EFexported heat = EFF1/ 90%).

Dalsze parametry: Jeśli podinstalacja A produkuje masę celulozową lub kwas azotowy, ilości importowane (ciepło) również będzi musiało być wymienione dla podinstalacji B w części „parametr: ciepło z pulpy" lub „parametr: ciepło z kwasu azotowego", odpowiednio. W przypadku podinstalacji A wytwarzającej masę włóknistą należy podać „parametr: Całkowita masa produkowana".

Rules for import and export of measurable heat – CaseMH-4



Rys 12: Przykładowy przypadek MH-4 dotyczący emisji przypisanych (mierzalne ciepło).

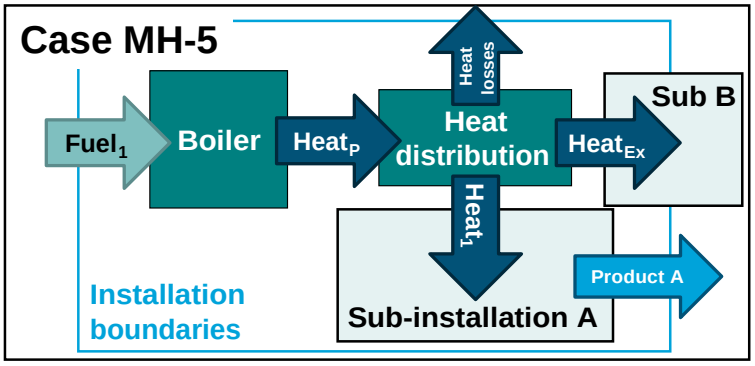
Tabla 8: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku MH-4 (mierzalna temperatura)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1}	0
$Em_{H,import}$	+ $Heat_1$ x EF_{heat} (†)	+ $Heat_2$ x EF_{heat} (††)
$Em_{H,export}$	0	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	$Fuel_1$	*0*
Parameter: Fuel input (weighted EF)	EF_{F1}	*0*

†Z**EFheat**= EFF2 / ηH

††Ten sam EFfect dotyczy obu podinstalacji, a Ciepło 2 można obliczyć jako różnicę od całkowitego ciepła. Dlatego Heat 2 x EFheat = (Fuel 2 x ηH - Heat1) x EFheat

Rules for import and export of measurable heat – Case MH-5



Rys 13: Przykładowy przypadek MH-5 dotyczący emisji przypisanych (mierzalne ciepło).

Tabla 9: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku MH-5 (mierzalne ciepło)

Attributed emissions	**Sub A**	**Sub B**
DirEm*	0	0
$Em_{H,import}$	+ $Heat_1$ x $EF_{heat,P}$ x [$Heat_P$/($Heat_1$+$Heat_{Ex}$)] (†)	+ $Heat_{Ex}$ x $EF_{heat,P}$ x [$Heat_P$/($Heat_1$+$Heat_{Ex}$)] (††)
$Em_{H,export}$	0	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	*0*	*0*
Parameter: Fuel input (weighted EF)	*0*	*0*
Parameter: Heat produced (†††)	*$Heat_1$ x [$Heat_P$/($Heat_1$+$Heat_{Ex}$)]*	*$Heat_{Ex}$ x [$Heat_P$/($Heat_1$+$Heat_{Ex}$)]*

*†Z**EFheat,P**= EFF1 / ηH.*

††To samo **EFheat,P**ma zastosowanie do obupodinstalacji Termin HeatP/(Heat1+HeatEx)ma uwzględniać straty ciepła zgodnie z sekcją 10.1.3 załącznika VII do FAR.

†††W przypadku podinstalacji A parametr ten ma znaczenie tylko wtedy, gdy dotyczy podmenu ciepłowniczego BM lub podinstalacji ciepłowniczej. Podinstalacja B jest z definicji zawsze jedną z tych podinstalacji [109].

[109]Uwaga: nawet jeśli mierzalne ciepło jest eksportowane, tak jak w przypadku podinstalacji ciepłowniczej (co znajduje odzwierciedlenie w poziomie aktywności), w celu przypisania emisji, powiązane emisje należy uznać za „wkład" („Importowane") pod EmH, importuj po wizualnym wyświetleniu granic systemu, jak pokazano w MH-5.

Zasady importu i eksportu mierzalnego ciepła - PrzykładMH-6

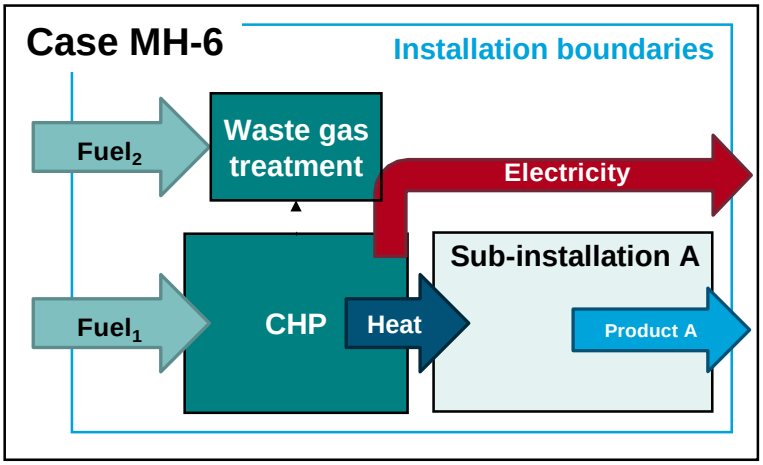


Figure14: Przykładowy przypadek MH-6 dotyczący przypisanych emisji (mierzalne ciepło).

Table 10: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku MH-6 (mierzalne ciepło)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Em_{CHP,heat}$ (†)	–
$Em_{H,import}$	0	–
$Em_{H,export}$	0	–
All other parameters	*0 or "not relevant"*	–
AttrEm	**Sum of the above**	**–**
Parameter: Fuel input	$Fuel_{CHP,heat}$ (††)	–
Parameter: Fuel input (weighted EF)	$Em_{CHP,heat}$ / $Fuel_{CHP,heat}$	–
Parameter: Heat produced	*Heat*	–

†**$Em_{CHP,heat}$** są emisjami związanymi z mocą cieplną CHP i są określane zgodnie z metodologią opisaną w sekcji 6.10. Ta liczba jest jednym z głównych wyników „CHPTool" w szablonie gromadzenia danych podstawowych (patrz przykład poniżej).

††**$Fuel_{CHP,heat}$** to udział wsadu paliwa, który można przypisać produkcji ciepła (patrz przykład poniżej).

Aby poprawnie obliczyć powyższe parametry, potrzebne są zasady podziału nakładu paliwa i emisji do produkcji ciepła i energii elektrycznej zgodnie z rozdziałem 8 załącznika VII FAR. Zostały one wyjaśnione w sekcji 6.10, a poniższy przykład powinien pomóc w wyjaśnieniu, jakie dane należy wprowadzić do „Narzędzia CHP" w szablonie gromadzenia danych podstawowych, aby uzyskać odpowiednie parametry.

Przykład: Paliwo 1 i paliwo 2 są gazem ziemnym, z którego 100 TJ jest wypalanych w CHP, a 2 TJ do oczyszczania spalin. Roczna produkcja ciepła i energii elektrycznej wynosi odpowiednio 60 TJ i 20 TJ. Całkowita emisja z paliwa odpowiada 5 712 t CO2 rocznie przy zastosowaniu współczynnika emisji gazu ziemnego. Poniższy zrzut ekranu pokazuje wyniki, które należy wprowadzić w powyższej tabeli:

14. EmCHP, ciepło odpowiadałoby wartości 3 634,91 t CO2 pod emisjamiprzypisanymi do mocy cieplnej pod (h) .i.

FuelCHP, ciepło odpowiadałoby wartości 64,91 TJ pod wsadem paliwa na ciepło w (i) .i.

Gdyby CHP poza instalacją i ciepłem były z niej importowane (jak w przypadku MH-1), odpowiednie emisje musiałyby być dostarczone w ramach EmH, importować z „Heat x EFheat". EF w tym przykładzie odpowiadałoby wartości 60,58 t CO2 / TJ zgodnie z (h) .ii.

(a)	**Total amount of fuel input into CHP units**		
		Unit	**2014**
	Fuel input into CHP	TJ / year	102,00
(b)	**Heat output from CHP**		
		Unit	**2014**
	Heat output from CHP	TJ / year	60,00
(c)	**Electricity output CHP**		
		Unit	**2014**
	Electricity output CHP	TJ / year	20,00
(d)	**Total emissions from CHP**		
		Unit	**2014**
i.	From fuel input to CHP	t CO2 / year	5.600,00
ii.	From flue gas cleaning	t CO2 / year	112,00
iii.	Total emissions	t CO2 / year	5.712,00
(e)	**Default efficiencies:**		Heat:
(f)	**Efficiencies for heat and electricity**		
		Unit	**2014**
i.	Heat production	-	0,5882
ii.	Electricity production	-	0,1961
(g)	**Reference efficiencies**		
		Unit	**2014**
i.	Heat production	-	90,00%
ii.	Electricity production	-	52,50%
(h)	**Emissions attributable to heat production from CHP**		
		Unit	**2014**
i.	Emissions attributable to heat output	t CO2 / year	3.634,91
ii.	Emission factor, heat	t CO2 / TJ	60,58
(i)	**Fuel input attributable to heat and electricity production**		
		Unit	**2014**
i.	Fuel input for heat	TJ / year	64,91
ii.	Fuel input for electricity	TJ / year	37,09

Figure 15: Przykładowy zrzut ekranu dla „CHP Tool" w podstawowym zbiorze danych dla przypadku MH-6.

7.3.4 Przykłady: Gazy odlotowe (WG)

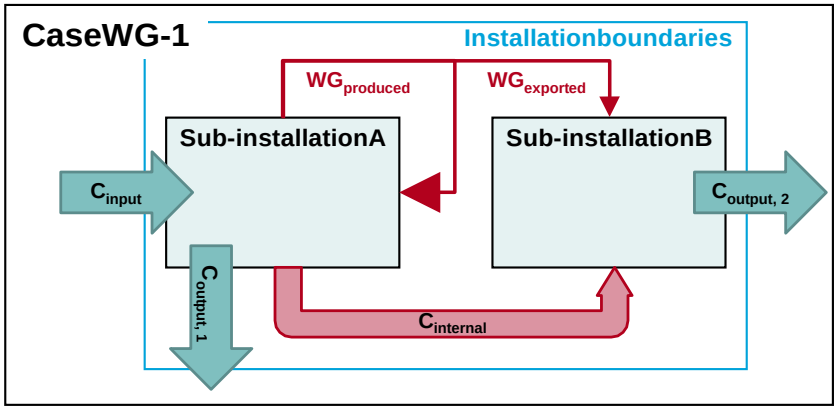
Zasady importowanych i eksportowanych gazów odlotowych - Wprowadzenie

Poniższe rysunki i tabele wyjaśniają dla każdego przypadku, w jaki sposób przypisanie strumieni materiałów wsadowych i gazów odlotowych dla każdej podinstalacji w celu określenia przypisanych emisji należy przeprowadzić w szablonie raportu dotyczącego danych podstawowych oraz w jaki sposób działa obliczenie. Przypadki są następujące:

- Przypadek WG-1: Instalacja składa się z dwóch podinstalacji. Podinstalacja A eksportuje część swojego gazu odlotowego do podinstalacji B. W celu zgłaszania rocznych emisji zgodnie z MRR instalacja wykorzystuje metodę bilansu masy (C_{input} i C_{output} oznaczają strumienie materiałów wsadaowych zawarte w MP zgodnie z MRR). $C_{internal}$ to strumień materiałów wsadaowych, który nie jest zawarty w MP zgodnie z MRR. Może to być dowolny materiał zawierający węgiel, który jest przenoszony między podinstalacjami, zanim doprowadzi do emisji.
- Przypadek WG-2: podobny do przypadku 1, ale każda podinstalacja jest częścią odrębnej instalacji. Dlatego materiał $C_{internal}$ jest uważany za strumień materiałów wsadaowych w ramach MP obu instalacji, określany tutaj jako C_{output}.
- Przypadek WG-3: Podobnie jak w przypadku 2, ale konsument gazu odlotowego wytwarza mierzalne ciepło z gazu odlotowego, który jest następnie zużywany w podinstalacji B.

Taka sytuacja miałaby miejsce na przykład w przemyśle żelaza i stali (np. Sub A = koks, sub B) = gorący metal) lub masowy chemiczny przemysł chemiczny, w którym powstają gazy odlotowe, a emisje są monitorowane przy użyciu bilansu masy zgodnie z art. 25 MRR.

Przepisy dotyczące importowanych i eksportowanych gazów odlotowych – Case WG-1



Rys. 16: Przypadek WG-1 dotyczący przypisanych emisji (gazów odlotowych).

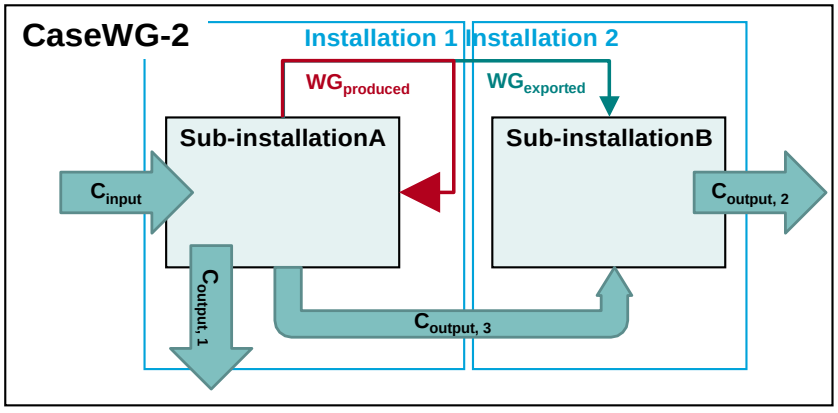
Table 11: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku WG-1 (gazy odlotowe)

Attributed emissions	**Sub A**	**Sub B**
DirEm* *(MP source streams)*	3.664 x (C_{input} – $C_{output,1}$)	– 3.664 x $C_{output,2}$
DirEm* (Internal source streams)	– 3.664 x $C_{internal}$	+ 3.664 x $C_{internal}$
$WG_{corr,import}$	0	+ $WG_{exported}$ x **BM_{fuel}** (††)
$WG_{corr,export}$	– $WG_{exported}$ x **EF_{NG}** x **CorrF** (†)	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	$Fuel_{C,input}$	$WG_{exported}$ + $Fuel_{C,internal}$
Parameter: Fuel input (weighted EF)	$EF_{C,input}$	($WG_{exported}$ x $EF_{WG,exported}$ + $Fuel_{C,internal}$ x $EF_{C,internal}$) / "Fuel input"
Parameter: Fuel input from WG	*0*	$WG_{exported}$
Parameter: Fuel input from WG (EF)	*0*	$EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases produced	$WG_{produced}$	*0*
Parameter: Waste gases produced (EF)	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$	*0*
Parameter: Waste gases consumed	$WG_{produced}$ – $WG_{exported}$	$WG_{exported}$
Parameter: Waste gases consumed (EF)	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases flared	*0*	*0*

†**EF_{NG}** i **CorrF** zostanie zastosowany automatycznie i nie trzeba go podawać w szablonie. Jednak odpowiedni wskaźnik emisji, **EF_{WG}**, wyeksportowany, musi być dostarczony w celu sprawdzenia spójności.

††**BM_{fuel}** zostanie zastosowany automatycznie i nie trzeba go podawać w szablonie. Jednak odpowiedni współczynnik emisji, **EF_{WG}**, wyeksportowany, musi być dostarczony w celu spójnego sprawdzenia.

Przepisy dotyczące importowanych i eksportowanych gazów odlotowych – Case WG-2



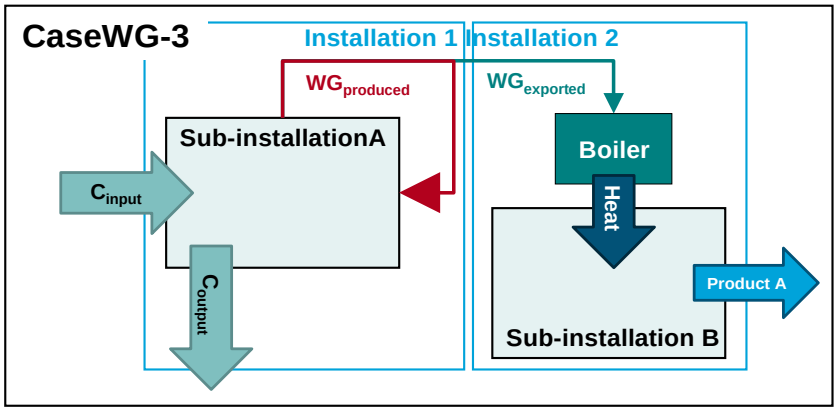
Rys. 17: Przykładowy przypadek WG-2 dotyczący emisji przypisanych (gazy odlotowe).

Table 12: Calculation of attribution of emissions for case WG-2 (waste gases)

Attributed emissions	**Sub A**	**Sub B**
DirEm* *(MP source streams)*	3.664 x (C_{input} – $C_{output,1}$ – $C_{output,3}$)	3.664 x ($C_{output,3}$ – $C_{output,2}$)
DirEm* *(*Internal source streams)	0	0
$WG_{corr,import}$	0	+ $WG_{exported}$ x **BM_{fuel}** (††)
$WG_{corr,export}$	– $WG_{exported}$ x **EF_{NG}** x **CorrF** (†)	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	$Fuel_{C,input}$	$WG_{exported}$ + $Fuel_{C,output,3}$
Parameter: Fuel input (weighted EF)	$EF_{C,input}$	($WG_{exported}$ x $EF_{WG,exported}$ + $Fuel_{C,output,3}$ x $EF_{C,output,3}$) / "Fuel input"
Parameter: Fuel input from WG	*0*	$WG_{exported}$
Parameter: Fuel input from WG (EF)	*0*	$EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases produced	$WG_{produced}$	*0*
Parameter: Waste gases produced (EF)	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$	*0*
Parameter: Waste gases consumed	$WG_{produced}$ – $WG_{exported}$	$WG_{exported}$
Parameter: Waste gases consumed (EF)	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$	$EF_{WG,produced}$ = $EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases flared	*0*	*0*

†EF_{NG} and CorrF will be applied automatically and do not need to be provided in the template. However, the corresponding emissions factor, $EF_{WG,exported}$, needs to be provided for consistencychecking.
††BM_{fuel} will be applied automatically and does not need to be provided in the template. However, the corresponding emissions factor, $EF_{WG,exported}$, needs to be provided for consistencychecking.

Przepisy dotyczące importowanych i eksportowanych gazów odlotowych – Case WG-3



Rys. 18: Przykładowy przypadek WG-3 dotyczący emisji przypisanych (oczyszczanie ścieków)

Table 13: Calculation of attribution of emissions for case WG-3 (waste gases)

Attributed emissions	**Sub A**	**Sub B**
DirEm* *(MP source streams)*	3.664 x (C_{input} – C_{output})	0
DirEm* *(Internal source streams)*	0	0
$Em_{H,import}$	0	+ Heat x **BM_{heat}** (††)
$WG_{corr,import}$	0	0
$WG_{corr,export}$	– $WG_{exported}$ x **EF_{NG}** x **CorrF** (†)	0
All other parameters	*0 or "not relevant"*	*0 or "not relevant"*
AttrEm	**Sum of the above**	**Sum of the above**
Parameter: Fuel input	$Fuel_{C,input}$	$WG_{exported}$
Parameter: Fuel input (weighted EF)	$EF_{C,input}$	$(WG_{exported}$ x $EF_{WG,exported})$ / *"Fuel input"*
Parameter: Fuel input from WG	*0*	$WG_{exported}$
Parameter: Fuel input from WG (EF)	*0*	$EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases produced	$WG_{produced}$	*0*
Parameter: Waste gases produced (EF)	$EF_{WG,produced} = EF_{WG,exported}$	*0*
Parameter: Waste gases consumed	$WG_{produced} – WG_{exported}$	$WG_{exported}$
Parameter: Waste gases consumed (EF)	$EF_{WG,produced} = EF_{WG,exported}$	$EF_{WG,produced} = EF_{WG,exported}$
Parameter: Waste gases flared	*0*	*0*

†EF_{NG} and CorrF zostanie zastosowany automatycznie i nie trzeba go podawać w szablonie. Jednak odpowiedni wskaźnik emisji, EFWG, wyeksportowany, musi być dostarczony w celu sprawdzenia spójności.
††BM_{heat} zostanie zastosowany automatycznie i nie trzeba go podawać w szablonie. Aby uzyskać poprawne wyniki, pole dla odpowiedniego współczynnika emisji musi być puste.

7.3.5 Przykłady: energia elektryczna (Elec)

Zasady dotyczące zużytej i wyprodukowanej energii elektrycznej - wprowadzenie

Poniższe rysunki i tabele wyjaśniają dla każdego przypadku, w jaki sposób przypisanie strumieni materiałow wsadowych i przepływów energii elektrycznej do każdej podinstalacji w celu określenia przypisanych emisji należy przeprowadzić w szablonie raprtu dotyczącego danych podstawowych oraz w jaki sposób działa obliczenie. Przypadki są następujące:

- Przypadek Elec-1: Instalacja wytwarza jeden produkt, dla którego określono benchmark, dla którego istotna jest zamienność paliwa i energii elektrycznej. Zużywa paliwo i energię elektryczną do produkcji. Przypadek ten stanowi ogólną koncepcję dla wszystkich podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów wymienionych w załączniku I do FAR, dla których istotna jest zamienność paliw i energii elektrycznej**.**
- Case Elec-2: Ta instalacja ma tylko jedną podinstalację zużywającą paliwo do produkcjiproduktów. Para jest odzyskiwana z ciepła odpadowego i wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej. Energia elektryczna jest również wytwarzana bezpośrednio z gazów obniżających ciśnienie w procesie poprzez turbinę rozprężną bez pośredniej produkcji mierzalnego ciepła.Zasady dotyczące zużytej energii elektrycznej –przykład Elec-1

Rys. 19: Przykładowy przypadek Elec-1 dotyczący przypisanych emisji (electricity).

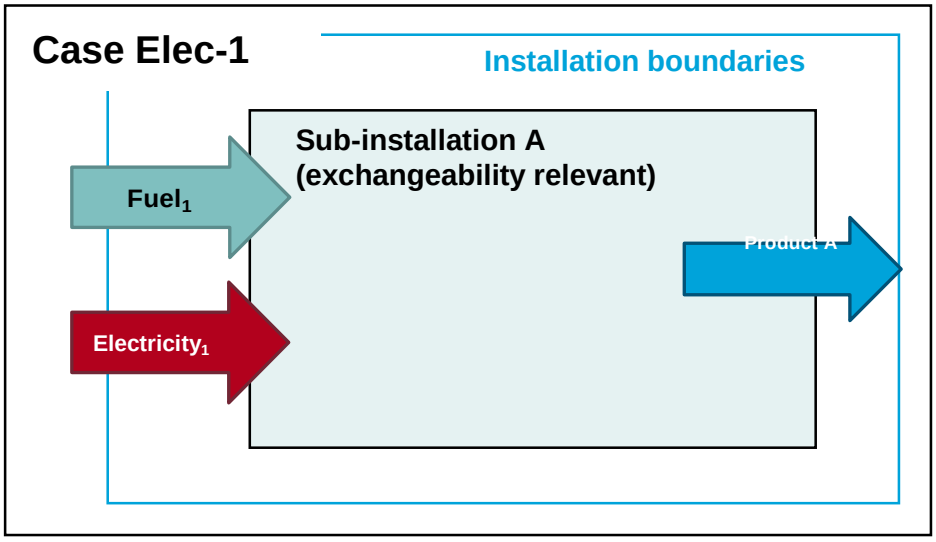


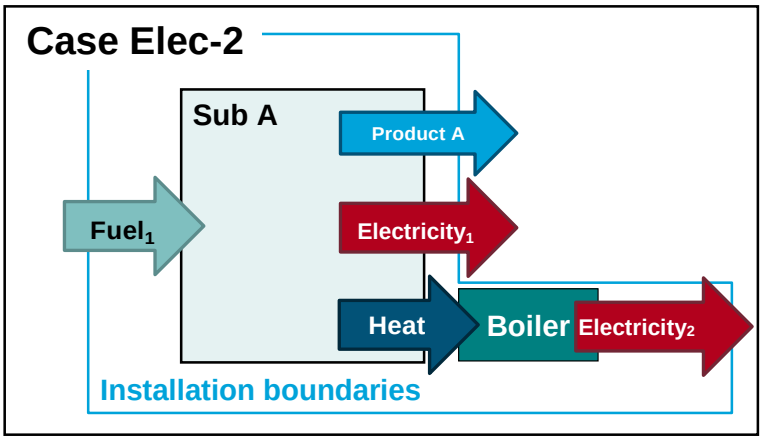
Table 14: Obliczanie przypisania emisji dla przypadku

Elec-1(electricity)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1}	–
$Em_{H,export}$	0	–
$Em_{el,exch}$	+ $Electricity_1$ x EF_{el} (†)	–
$Em_{el,produced}$	0	–
All other parameters	*0 or "not relevant"*	–
AttrEm	**Sum of the above**	–
Parameter: Fuel input	$Fuel_1$	–
Parameter: Fuel input (weighted EF)	EF_{F1}	–

†EF_{el}: will be applied automatically and does not need to be provided in the template.

Zasady dotyczące zużytej energii elektrycznej –przykład Elec-2



Rys. 20: ·Przykładowy przypadek Elec-2 dotyczący przypisanych emisji z energii elektrycznej. Table 15: Calculation of atrybutom of emisją for case Elec-2(electricity)

Attributed emissions	Sub A	Sub B
DirEm*	$Fuel_1$ x EF_{F1}	–
$Em_{H,export}$	– Heat x EF_{heat} (†)	–
$Em_{el,exch}$	–	–
$Em_{el,produced}$	– $Electricity_1$ x EF_{el} (††)	–
All other parameters	*0 or "not relevant"*	–
AttrEm	**Sum of the above**	–
Parameter: Fuel input	$Fuel_1$	–
Parameter: Fuel input (weighted EF)	EF_{F1}	–

†EF_{heat}: Istnieją przypadki, w których współczynnik emisji związany z eksportem ciepła nie jest znany lub nie można go określić, np., jeżeli dotyczy odzyskanego ciepła z gazów spalinowych z podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów. W takich przypadkach pole wejściowe dla współczynnika emisji należy pozostawić puste.

*††**EFel**: zostanie zastosowany automatycznie i nie trzeba go podawać w szablonie.*

8 ZAŁĄCZNIK B –SKRÓTY

ALC	Akt wykonawczy dotyczący zmiany poziomu działalności
Adt	ton
AVR	Rozporządzenie (EU)2018/2067
BFG	Gaz wielkopiecowy
BOFG	Blast Oxygen FurnaceGas
BM	Benchmark
BMU	deczyja implementująca aktualizację benchmarku
CA	Organ właściwy
CCS	Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla
CCU	Wychwytywanie i wykorzystanie wegla
CEMS	Ciągłe systemy monitoringu emisji Europejski Komitet Normalizacyjny CEN
CHP	wytwarzanie ciepła i energii elektryczaj (kogeneracja)
CIMs	Decyzja 2011/278/UE
CLL	lista sektorów lub podsektorów uważanych za narażone na ucieczkę emisji, przyjeta deczyją KE na lata 2021-2030.
COG	Gaz Koksowniczy
CSCF	Miedzysektorowy współczynnik korygujący
CWT	CO_2 waga tony
EC	Komsja Europejska
CLEF	Współczynnik narażenia na ucieczkę emisji
ETS	System handlu uprawnieniami do emisji (w tym poradniku sposobu funkcjonownia systemu EU ETS)
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji, ustanowiony dyrektywą 2003/87/WE (EU ETS dyrektywa)
FAR	Free Allocation Rules, rozporządzenie 2019/331.
GD	Wytyczne

GDP	Produkt krajowy brutto
GHG	Gazy cieplarniane
HAL	Historyczny poziom działalności
IPPC	Zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola
ISO	Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna
LRF	Współczynnik redukcji liniowej
MS	Państwa członkowskie
MRR	Rozporządzenie 2012/601
MRV	Rozporządzenie 2018/2067
MRVA	MRV i akredytacja weryfikatorów; Odnosząc się do „Przepisów MRVA”, chodzi o MRR i AVR.
NCV	Wartość opałowa
NIMs	Krajowe Środki Wykonawcze
NLMC	Krajowa kontrola metrologiczna
RF	Współczynnik redukcji
QA/QC	Zapewnienie jakości / Kontrola jakości
UCTE	Unia na rzecz koordynacji przekazywania energii elektrycznej
VCM	Monomer chlorku winylu