



Przewodnik po monitorowaniu, raportowaniu i weryfikacji (MRV) emisji gazów cieplarnianych dla przedsiębiorstw

Grudzień 2003

Broszura 3/3

ANDRZEJ BŁACHOWICZ

ELLINA LEVINA

Autorzy dziękują:

-Garethowi Philipsowi z SGS UK Ltd.,

-Krzysztofowi Olendrzyńskiemu, Iwonie Kargulewicz i Bogusławowi Dębskiemu z
Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji
za wkład w tworzenie broszury

Opracowane we współpracy z:

INSTYTUTEM NA RZECZ EKOROZWOJU (InE)



Zapraszamy do lektury dwóch pierwszych broszur:

- 1) Polityka klimatyczna: http://www.ccap.org/pdf/2003--Poland--Business_Guide_to_CC--Polish.pdf
- 2) Handel emisjami: http://www.ccap.org/pdf/2003-July--Business_Guide_to_GHG_Trading--Polish.pdf

Przekazujemy Państwu trzecią – ostatnią z cyklu broszur informacyjnych, poświęconych wymaganiom w zakresie ochrony klimatu. Broszury te skierowane są do prezesów, dyrektorów generalnych i administracyjnych oraz specjalistów ds. ochrony środowiska w przedsiębiorstwach.

W niniejszym opracowaniu znajdują się informacje, dotyczące istniejących i przyszłych wymogów w zakresie monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych przez przedsiębiorstwa. Broszura zawiera ponadto przydatne definicje oraz wykaz istotnych publikacji.

SPIS TREŚCI:

I. WPROWADZENIE: ZNACZENIE DOBREJ JAKOŚCI DANYCH O EMISJACH DLA SKUTECZNEGO WDRAŻANIA HANDLU EMISJAMI	3
<i>a. Monitorowanie.....</i>	<i>4</i>
<i>b. Raportowanie.....</i>	<i>5</i>
<i>c. Weryfikacja</i>	<i>5</i>
II. OBOWIĄZUJĄCE I PRZYSZŁE REGULACJE DOTYCZĄCE MRV.....	6
<i>a. Zadania rządu i agencji rządowych.....</i>	<i>6</i>
<i>b. Zadania przedsiębiorstw, uczestniczących w handlu emisjami</i>	<i>7</i>
<i>c. Mapa drogowa dla przedsiębiorstw – harmonogram wdrażania istotnych wymogów.....</i>	<i>8</i>
<i>d. Decyzja, wprowadzająca wytyczne w zakresie monitorowania i raportowania emisji GC ...</i>	<i>8</i>
III. OKREŚLANIE EMISJI GC: KLUCZOWE ELEMENTY	9
<i>Dane o aktywności</i>	<i>9</i>
<i>Wskaźnik emisji.....</i>	<i>9</i>
<i>Wskaźnik utlenienia</i>	<i>11</i>
IV. ZAGADNIENIA CHARAKTERYSTYCZNE DLA POSZCZEGÓLNYCH SEKTORÓW.....	11
<i>Sektor energetyczny</i>	<i>11</i>
<i>Produkcja żelaza i stali.....</i>	<i>14</i>
<i>Produkcja cementu.....</i>	<i>14</i>
V. KONKLUZJE I ZALECENIA	17
ISTOTNE PUBLIKACJE	17

I. WPROWADZENIE: ZNACZENIE DOBREJ JAKOŚCI DANYCH O EMISJACH DLA SKUTECZNEGO WDRAŻANIA HANDLU EMISJAMI

Ścisłe i spójne monitorowanie i raportowanie (MR) emisji gazów cieplarnianych (GC) jest ważne z dwóch powodów:

- w celu zagwarantowania integralności środowiskowej i wiarygodności systemu (włączenie emisji trudnomierzalnych lub stosowanie niewiarygodnych metod określania ich poziomu może doprowadzić do przekroczenia limitu systemu (*cap*)).
- w celu zapewnienia równych warunków gry (jeśli niektóre przedsiębiorstwa zaniżałyby swoje emisje poprzez stosowanie nieprawidłowych metod ich określania, nieuwzględnienie części emisji lub z innych powodów, uzyskałyby przewagę konkurencyjną i zostały uznane za oszustów, co podważyłoby wiarygodność programu).

Gwoli zapewnienia precyzyjnego, weryfikowalnego monitorowania i raportowania emisji GC, MR powinno się opierać na następujących, kluczowych zasadach:

- **Kompletność.** Monitorować i raportować należy wszelkie emisje ze spalania i emisje procesowe ze wszystkich źródeł w ramach sektorów, włączonych w system handlu.
- **Spójność.** Emisje powinny być porównywalne z roku na rok: należy stosować spójne metodologie monitorowania.
- **Przejrzystość.** Muszą zostać ujawnione dane monitoringowe, włączywszy szacunki, dane referencyjne, dane o aktywnościach, wskaźniki emisji, utlenienia i konwersji. Ponadto konieczne jest ich odniesienie do metod obliczania poziomu emisji.
- **Dokładność.** Określana emisja nie powinna być niższa ani wyższa od rzeczywistej (na tyle, na ile można to ustalić), zaś wielkość błędu – określona i ograniczona (o ile jest to praktyczne). Określenie emisji powinno odbywać się przy użyciu metodologii monitorowania. Wszystkie urządzenia pomiarowe, związane z monitorowanymi wartościami, winny być skalibrowane (poddane weryfikacji) i odpowiednio eksploatowane.

Monitorowanie i raportowanie emisji GC wymagane jest przez Konwencję Klimatyczną (UNFCCC), Protokół z Kioto (PzK) do tej konwencji, a także szereg unijnych dyrektyw i decyzji. Na potrzeby PzK i UNFCCC emisje powinny być szacowane przy użyciu wytycznych IPCC (*1996 Revised IPCC Guidelines, 2000 Good Practice Guidance*), zaś raportować należy w tzw. *Common Reporting Format (CRF)*.

Wytyczne IPCC dotyczą raportowania emisji na poziomie krajów i w dużym stopniu oparte są na krajowej statystyce energetycznej i zagregowanych danych o poziomie produkcji. Wykorzystuje się specyficzne wskaźniki emisji na jednostkę zużytego paliwa, energii lub wyprodukowanego dobra. Krajowe inwentaryzacje emisji oraz wytyczne IPCC raczej nie dotyczą bezpośrednio zakładów (instalacji), choć IPCC zachęca do opracowywania odpowiednich metodologii dla przedsiębiorstw.

Jako, że wytyczne IPCC i CRF zostały zaakceptowane jako standard międzynarodowego raportowania emisji GC, raportowanie z poziomu instalacji powinno być uregulowane w podobny sposób, celem zapewnienia spójności z raportami krajowymi. Aktualnie opracowywane

wymogi Unii Europejskiej w zakresie MR GC na poziomie instalacji, będą zapewne zgodne z wytycznymi IPCC.

a. Monitorowanie

Kompletne, przejrzyste i dokładne monitorowanie emisji gazów cieplarnianych wymaga zastosowania odpowiednich metodologii: należy dokonać wyboru pomiędzy pomiarem (*measurement*) i obliczaniem (*calculation*).

Operator danej instalacji może – po uzyskaniu zgody właściwych władz – łączyć pomiar i obliczanie emisji dla różnych źródeł w ramach jednej instalacji.

Obliczanie emisji CO₂ opiera się na następującej zasadzie:

$$\text{Emisja CO}_2 = \text{Dane o aktywności} \times \text{Wskaźnik emisji} \times \text{Wskaźnik utlenienia}$$

Czynniki w ramach powyższego równania są określone dla emisji ze spalania i emisji procesowej:

Emisja ze spalania

Dane o aktywności powinny być oparte na zużyciu paliwa, wyrażonego w postaci ilości zawartej w nim energii (*energy content*), jednostka *TJ*. Wskaźnik emisji wyrażona się w *tC/TJ*. W czasie zużywania energii do CO₂ utlenia się jednakże tylko część węgla pierwiastkowego, co wynika z nieefektywności procesu spalania, który pozostawia resztę węgla w postaci niespalonej bądź częściowo utlenionej – sadza, popiół. Nieutleniony węgiel uwzględniony jest we wskaźniku utlenienia, który wyraża się w % spalonego paliwa. W wypadku, jeśli jest on już uwzględniony we wskaźniku emisji, nie stosuje się odrębnego wskaźnika utlenienia.

$$\text{Emisja C} = \text{Zużycie paliwa [TJ]} \times \text{Wskaźnik emisji [tC/TJ]} \times \text{Wskaźnik utlenienia}$$
$$\text{Emisja CO}_2 = \text{Emisja C} \times 44/12$$

Emisja procesowa:

Dane o aktywności powinny być oparte na zużyciu surowców lub poziomie produkcji i wyrażone w *t* lub *m³*. Wskaźnik emisji wyrażony jest w *t CO₂/t* lub *t CO₂/m³*. Wskaźnik konwersji (także w %) związany jest z procesem produkcyjnym i dotyczy frakcji węgla zawartej w materiale wejściowym przetworzonej na CO₂ w toku procesu; może być zintegrowany ze wskaźnikiem emisji. Ilość materiału wejściowego winna być wyrażona w jednostkach masy lub objętości [*t* lub *m³*]. Wskaźnik emisji przedstawia się jako *tCO₂ na t* lub *m³*.

W efekcie otrzymujemy następujące równanie:

$$\text{Emisja CO}_2 = \text{Dane o aktywności [t lub m}^3] \times \text{Wskaźnik emisji [t CO}_2/\text{t lub t CO}_2/\text{m}^3] \times \text{Wskaźnik konwersji}$$

Pomiar

Emisje GC mogą być określane za pomocą ciągłego pomiaru (ang.: *continuous emission measurement systems*, w skrócie CEM) w każdym ze źródeł i przy użyciu wystandaryzowanych procedur, w połączeniu z obliczaniem emisji (*calculation*) jako metodą wspierającą.

Operator instalacji musi opracować i zastosować protokół monitoringowy, który będzie zawierał punkty pomiarowe, częstotliwość pomiarów, wykorzystywaną aparaturę, procedury kalibracji, zbierania danych i ich przechowywania. Protokół ten powinien zostać zatwierdzony przez odpowiednie władze.

b. Raportowanie

Tworząc komponent raportowania w systemie handlu emisjami należy pamiętać, że zagwarantowanie integralności środowiskowej oraz wiarygodności systemu wymaga dokładnego określania poziomu emisji. Oznacza to konieczność stosowania takiego formatu, który zmusza do podania informacji o sposobie określania emisji (przejrzystość), umożliwia porównanie emisji z różnych źródeł (porównywalność) i jest spójny w czasie (spójność).

Szczegółowe wymogi w zakresie raportowania emisji, jak i weryfikowania raportów zostaną określone przez ustawodawstwo UE i krajowe.

Najprawdopodobniej przyjęte regulacje będą wymagać raportowania zgodnego ze standardowymi kategoriami paliw IPCC, opartymi na definicjach Międzynarodowej Agencji Energii-IEA (<http://www.iea.org/stats/defs/defs.htm>). Dla poszczególnych przypadków Polska stworzyła własną listę kategorii paliw, zawierającą definicje i wskaźniki emisji zgodne z ostatnim raportem CRF przekazany do Sekretariatu UNFCCC. W takiej sytuacji należy użyć tych właśnie – specyficznych dla Polski – kategorii.

Dane raportowane dla potrzeb handlu emisjami (dyrektywa UE 2003/87/EC), raportowane przez Polskę do Sekretariatu UNFCCC, a także przekazywane do Europejskiego Rejestru Emisji Zanieczyszczeń (*European Pollutant Emission Register - EPER*) powinny być wzajemnie spójne. Aby to osiągnąć, każdy rodzaj aktywności należy oznaczać przy użyciu odpowiednich kodów, pochodzących z dwóch systemów raportowania:

- a) *Common Reporting Format* – CRF, stosowany dla krajowych inwentaryzacji emisji GC, zgodnie z wytycznymi UNFCCC,
- b) IPPC – Załącznik A3 do EPER (decyzja KE 2000/479/EC).

c. Weryfikacja

Celem weryfikacji/walidacji jest zagwarantowanie dokładności raportów emisyjnych. Słowniczek IPCC „*Good Practice Guidance and Management of Uncertainty*” podaje następujące definicje tych pojęć:

Walidacja dotyczy “zastosowania odpowiedniego podejścia”. Oznacza zatem sprawdzenie, czy inwentaryzacja powstała przy zastosowaniu wytycznych do raportowania emisji i przybiera formę zatwierdzenia danego aktu czy dokumentu. W kontekście handlu emisjami w Polsce

oznacza to zapewnienie, że zakłady przestrzegały wszystkich reguł i protokołów związanych z określaniem emisji.

Weryfikacja natomiast jest „zbiorem procedur i zasad, których należy przestrzegać w czasie tworzenia lub po utworzeniu inwentaryzacji w celu zapewnienia jej wiarygodności”. Zazwyczaj w celu zweryfikowania inwentaryzacji używa się metod zewnętrznych, np. porównania z szacunkami emisji wykonanymi przez inne instytucje, czy pomiarami opartymi na stężeniach lub gradientach stężeń zanieczyszczeń w atmosferze.

Ramka 1. Doświadczenia brytyjskie

Przez pierwszych kilka miesięcy funkcjonowania brytyjskiego systemu handlu emisjami (2002 r.) niektóre przedsiębiorstwa nie mogły otrzymać uprawnień do emisji, gdyż nie zweryfikowano ich emisji bazowych. Problemy dotyczyły systemów zarządzania danymi; przedsiębiorstwa i weryfikatorzy odnajdywali źródła emisji błędnie włączone lub wyłączone z systemu. Weryfikatorzy nie byli w stanie zająć się tymi wszystkimi problemami w jednym czasie. Sytuacja ta wpłynęła na stan rynku w ten sposób, że podaż uprawnień została znacząco ograniczona. I choć weryfikacja emisji bazowej w systemie brytyjskim przeprowadzana była tylko raz, i choć system brytyjski znacząco różni się od unijnego, opisywane problemy stanowią cenne doświadczenie.

Weryfikacja będzie tym elementem, którego spełnienie zagwarantuje Polsce wywiązanie się z celów redukcji emisji. Walidacja, z kolei, zapewni kompletność, przejrzystość, spójność pomiędzy firmami i zgodność z obowiązującymi standardami raportów emisyjnych oraz prawidłowość stosowania wytycznych. Walidacja da uczestnikom handlu poczucie wiary w uczciwość systemu.

Zakłady nie powinny odkładać weryfikacji swoich raportów do ostatniej chwili. Wcześniej dokonana weryfikacja (w 2005 r.) potwierdzi prawidłowość działania systemu handlu i ograniczy ryzyko pominięcia istotnych informacji. Bez zweryfikowanych raportów emisyjnych transfer uprawnień do emisji jest niemożliwy.

II. OBOWIĄZUJĄCE I PRZYSZŁE REGULACJE DOTYCZĄCE MRV

a. Zadania rządu i agencji rządowych

Rząd zobowiązany jest do przyjęcia licznych aktów prawnych związanych z MRV:

Tabela 1

Nazwa regulacji	Miejsce	Opis
Konwencja Klimatyczna (UNFCCC)	Art. 4 & 12	Kraje-Strony Konwencji Klimatycznej muszą raz w roku przekazywać krajowe inwentaryzacje GC, za okres od roku bazowego do poprzedniego roku minus jeden.
Wytyczne UNFCCC dot. raportowania	FCCC/CP/1999/7 FCCC/CP/2002/7/A dd.2	Kraje-Strony Konwencji Klimatycznej muszą raz w roku przekazywać raporty inwentaryzacyjne, zawierające metodologię i CRF.
Protokół z Kioto	Art. 3, 7, 8	Zastąpi ona wytyczne ustanowione przez Konwencję Klimatyczną, w momencie wejścia w życie PzK. Dodatkowym wymogiem jest konieczność dołączania większych ilości informacji dotyczących

		inwentaryzacji i rejestrów oraz konieczność przygotowania systemu szacowania emisji do końca 2007 r.
Decyzja Komisji Europejskiej w sprawie monitoringu emisji GC (wersja robocza, 2003/0029)	Art. 3 & 4	Decyzja jest szczegółowym wdrożeniem przedstawionych powyżej regulacji odnośnie MRV, zawartych w UNFCCC, decyzjach COP i PzK. Wszystkie dane związane z emisjami GC muszą być raportowane do 15 stycznia każdego roku (X) dla lat X-2 lub X-1; dane związane z pochłanianiem CO ₂ raportuje się co 2 lata. Każdy kraj członkowski UE musi wdrożyć swój system inwentaryzacji emisji do 31.12.2004.
Dyrektywa o handlu emisjami GC (2003/87/EC)	Art. 14 & 15 Załączniki IV & V	Kraj członkowski UE musi zagwarantować, że emisje ze źródeł objętych dyrektywą są raportowane zgodnie z Załącznikiem IV i decyzją KE, wprowadzającą wytyczne w zakresie monitoringu i raportowania (po jej przyjęciu) oraz, że raporty uczestników handlu są weryfikowane przez niezależnych weryfikatorów zgodnie z wytycznymi Załącznika V.
Decyzja Komisji Europejskiej, wprowadzająca wytyczne w zakresie monitoringu i raportowania emisji GC (w przygotowaniu)		Będzie to wiążąca regulacja, zawierająca ogólne zasady MRV oraz wytyczne sektorowe. Rząd musi zagwarantować, że uczestnicy handlu emisjami ich przestrzegają.
Decyzja Komisji Europejskiej wprowadzająca EPER (2000/479/EC)	Art. 1 & Załącznik A1	Kraj członkowski UE musi raportować emisję CO ₂ z zakładów emitujących ponad 100 Gg tego zanieczyszczenia rocznie. Pierwszy raport z krajów przystępujących do UE powinien być przekazany w 2006 r. (za rok 2004), zaś kolejne raporty – co 3 lata.

b. Zadania przedsiębiorstw, uczestniczących w handlu emisjami

Wiele aktów prawnych na szczeblu międzynarodowym, UE i krajowym zawiera obowiązki dla przedsiębiorstw w zakresie MRV. Poniższa tabela prezentuje obszerny wybór:

Tabela 2

Nazwa regulacji	Miejsce	Opis
Dyrektywa o handlu emisjami GC (2003/87/EC)	Art. 14	Operator każdej instalacji, uczestniczącej w systemie handlu musi monitorować swoją emisję GC i raportować ją do odpowiednich władz zgodnie z wytycznymi.
Decyzja KE wprowadzająca		Operator instalacji musi przedłożyć metodologie monitorowania i pomiarów emisji w oparciu o wytyczne

wytyczne w zakresie monitorowania i raportowania emisji GC (w przygotowaniu)		specyficzne dla danego sektora, oraz wybrać weryfikatora raportu. Do 30 marca każdego roku operator musi przekazać zweryfikowany raport za poprzedni rok.
Ustawa Prawo Ochrony Środowiska (POŚ), Dz.U. 2001/115/1229 z późn. zm.	Art. 285,286,287	Raz na kwartał podmioty emitujące zanieczyszczenia do atmosfery (w tym CO ₂) muszą przedkładać raporty emisyjne w celu ustalenia wysokości opłat ekologicznych. Dodatkowo, zgodnie z poprawkami do POŚ z października 2003, powstaną wojewódzkie i centralna baza informacji o korzystaniu ze środowiska, gdzie będą zbierane dane raportowane w różnych celach (w tym: uczestnictwa w handlu emisjami).
Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenie pomiarów wielkości emisji (Dz. U. 2003/110/1057)		Pomiary emisji muszą być wykonywane w oparciu o podane metodologie. W zależności od progów mocy/wielkości produkcji, emitenci zobowiązani są do prowadzenia ciągłego pomiaru emisji bądź okresowych pomiarów w regularnych odstępach czasu. Proponowana metodyka referencyjna monitoringu i pomiarów emisji CO ₂ to absorpcja promieniowania IR.

c. Mapa drogowa dla przedsiębiorstw – harmonogram wdrażania istotnych wymogów

Wiele wymogów w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji danych o emisjach GC nie jest jeszcze doprecyzowanych. W momencie, gdy wejdzie w życie odpowiednia decyzja KE, kraje członkowskie wydadzą regulacje w tym zakresie. Na podstawie obecnie funkcjonujących wymogów, istotne są następujące terminy:

27 listopada 2004 – Wszystkie instalacje spalania paliw o mocy powyżej 100 MW_t muszą mierzyć swoją emisję w sposób ciągły, choć istnieje wiele specjalnych zapisów dotyczących nowych źródeł (patrz Dz. U. 2003/110/1057);

1 stycznia 2005 – Wszyscy uczestnicy pierwszej fazy handlu emisjami w UE (2005-2007) muszą wypełniać wymogi w zakresie MRV, szczególnie te, które ustanowi decyzja-wytyczne KE;

Kwartalnie – Wszystkie podmioty muszą obecnie raportować swoją emisję do marszałków województw (w przyszłości także do Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska). Aktualne wymogi związane są z opłatami ekologicznymi, a wkrótce zostaną poszerzone o handel emisjami.

d. Decyzja, wprowadzająca wytyczne w zakresie monitorowania i raportowania emisji GC

Wytyczne dotyczące MR emisji GC zostaną wydane w formie decyzji KE; obecnie są opracowywane przez konsorcjum firm: Ecofys-TÜV-KPMG-FIELD i stanowią przedmiot dyskusji pomiędzy krajami członkowskimi i KE. Decyzja powinna zostać wydana do końca 2003 r.

Główną zawartością decyzji będą załączniki, zawierające m.in.:

-**wytyczne ogólne**, w tym: definicje, kluczowe zasady MR, wymogi stawiane poszczególnym stronom, określanie emisji GC oraz danych i wskaźników specyficznych dla poszczególnych sektorów, format raportowania;

- **specyficzne wytyczne dla poszczególnych sektorów i rodzajów aktywności**: instalacje spalania, rafinerie, baterie koksownicze, instalacje prażenia i spiekania rudy, instalacje do produkcji surówki i stali (włączywszy instalacje ciągłego odlewania), instalacje produkcji klinkieru cementowego, wapna, szkła, materiałów ceramicznych, papieru i pulpy papierowej.

III. OKREŚLANIE EMISJI GC: KLUCZOWE ELEMENTY

Aby obliczyć emisję GC dla swojej aktywności, każda z instalacji biorących udział w systemie HE w UE będzie musiała podjąć następujące kroki:

- Zidentyfikować wszystkie źródła emisji GC (zgodnie z wytycznymi UE i krajowymi);
- Wybrać metodę obliczeniową (na podstawie odpowiednich wytycznych UE i krajowych);
- Zebrać dane związane z aktywnością i wybrać wskaźniki emisji;
- Zastosować narzędzia obliczania emisji;
- Raportować dane o emisji GC.

Dane o aktywności

Dane o aktywności dotyczą przepływów materiałowych, zużycia paliw czy też materiałów wejściowych, lub poziomu produkcji, wyrażanego w postaci „energii w paliwie” [TJ], która określana jest jako wartość opałowa netto dla paliw i masy lub objętości materiałów na wejściu lub wyjściu [t lub m^3].

W przypadku emisji CO_2 z procesów energetycznego spalania paliw, „wskaźnik aktywności” odnosi się do ilości spalonego paliwa. Ogólnie rzecz biorąc, instalacje będą mieć do wyboru dwie opcje: mogą wykorzystać *dowody dostawy* (np. faktury zakupu paliw) lub *dane pomiarowe* (np. odczyty ze wskaźników przepływu paliwa). Zaletą metody wykorzystywania dowodów dostawy jest jej prostota, wadą fakt, że jakość nabytego paliwa często różni się od jakości paliwa zużywanego w rzeczywistości. Z kolei, zaletą danych pomiarowych jest bardziej precyzyjna rejestracja zużycia paliwa na miejscu, wadą – wyższe koszty administracyjne zbierania, raportowania i weryfikacji danych.

Wskaźnik emisji

Wskaźniki emisji oparte są na zawartości węgla pierwiastkowego w paliwach bądź surowcach i wyrażane w tC/TJ (emisje ze spalania) lub tCO_2/t / tCO_2/m^3 (emisje procesowe). Biomagę uważa się za neutralną, tzn. przyjmuje się wskaźnik 0 [tCO_2/TJ lub t lub m^3]¹. Dla paliw lub materiałów zawierających zarówno węgiel z paliw kopalnych, jak i biomasowy wylicza się wskaźnik ważony, oparty na stosunku zawartości węgla z paliw kopalnych do całkowitej

¹ Zgodnie z wytycznymi IPCC, emisje CO_2 z biomasy wyliczane są w raporcie CRF, ale nie wchodzą w skład całkowitej emisji krajowej.

zawartości węgla. Takie obliczenie powinno być przejrzyste i dobrze udokumentowane.

Wskaźniki emisji określane są przy użyciu analizy specyficznej dla danego zakładu lub użycia wcześniej ustalonych wartości domyślnych.

➤ *Analiza specyficzna dla danego zakładu.*

Podejście to polega na zanalizowaniu bilansu masy węgla zawartego w paliwie (wyrażonego jako masa węgla na jednostkę paliwa) i ilości węgla, który nie zostaje spalony, tylko pozostaje w odpadzie stałym lub gazowym (gazy spalinowe, żużel, (lotny) popiół), na jednostkę paliwa, Wskaźnik emisji wynosi wówczas:

$$\text{Wskaźnik emisji} = 44/12 \times (\text{Zawartość } C_{\text{paliwo}} - \text{Zawartość } C_{\text{gazy spalinowe, żużel, popiół}})$$

44/12 oznacza masę: atomową pierwiastka węgla (12) i cząsteczkową CO₂ (44).

Zarówno ilość paliwa, jak również zawartość węgla w paliwie i odpadach powinna być mierzona (lub obliczana) w tych samych jednostkach (jednostki energii – np. dzule, jednostki „masy” – kilogramy, tony, metry sześciennie). Wartość opałowa netto (*Net Calorific Value*, NCV)² paliwa stanowi wskaźnik konwersji, który należy zastosować przy zamianie jednostek masy na jednostki energii. W większości przypadków analiza chemiczna paliwa dostarcza informacji o masie węgla zawartego w paliwie (masa w masie); wówczas konwersja na jednostki energii nie jest konieczna.

➤ *Wcześniej ustalone wskaźniki emisji (wartości domyślne)*

W sytuacji, gdy dany zakład nie analizuje samodzielnie zawartości węgla w paliwie, może, celem obliczenia swojej emisji CO₂, użyć wartości domyślnych. Wytyczne IPCC (*Reference Manual*, strony 1.23, 1.24) zawierają domyślne wskaźniki dla różnych krajów i poszczególnych rodzajów paliw; Polska może przyjąć własne domyślne wskaźniki emisji.

Stosowanie wskaźników domyślnych prowadzi do mniejszej precyzji niż ta, którą osiągamy używając wskaźników w oparciu o analizę chemiczną. Najprężniejsze inicjatywy, dotyczące korporacyjnych inwentaryzacji GC, np. GHG Protocol (WRI/WBCSD) zalecają stosowanie wskaźników emisji specyficznych dla poszczególnych zakładów, nie zaś wartości domyślnych. Jednakże warto zauważyć, że mamy tu do czynienia z koniecznością znalezienia kompromisu między dokładnością, a opłacalnością oraz że koszt poprawy dokładności nie zawsze jest uzasadniony. Dlatego też w jednych przypadkach celowe jest wykorzystywanie specyficznych wskaźników emisji, w innych natomiast – domyślnych.

² Różnica pomiędzy wartością opałową netto a brutto związana jest z ciepłem kondensacji pary wodnej w paliwie podczas spalania – wartość netto nie zawiera tego ciepła. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) szacuje, że wartości opałowe netto są o ok. 5% niższe od wartości brutto dla ropy i węgla oraz o 10% dla gazu ziemnego.

Wskaźnik utlenienia

Jeśli wskaźnik emisji nie odzwierciedla faktu, że część węgla się nie utlenia, wówczas należy zastosować dodatkowy wskaźnik utlenienia/konwersji.

Procesy spalania nie są całkowicie wydajne, dlatego część węgla zawarta w paliwach nie jest uwalniana do atmosfery, tylko przemienia się w sadzę, pyły i popiół. Jednak ze względu na względnie wysoki koszt paliwa, duże źródła spalania są tak zoptymalizowane, że spalają niemal cały węgiel, przez co udział części nieutlenionej, przechodzącej do atmosfery, jest bardzo niski.

Obliczanie emisji CO₂ będzie tym dokładniejsze, im bardziej będziemy brać pod uwagę fakt niecałkowitego utlenienia węgla. Wytyczne IPCC zalecają zastosowanie następujących domyślnych wskaźników utlenienia przy szacowaniu krajowych emisji CO₂ z procesów spalania:

- dla węgla: 98 % (tzn. przyjmuje się, że 2% węgla nie jest spalane);
- dla ropy i produktów ropopochodnych: 99 %;
- dla gazu: 99,5%.

Wytyczne informują równocześnie, że „zawartość niespalonego węgla zależy od wielu czynników, włączywszy rodzaj spalanego paliwa, stosowaną technologię, wiek instalacji i sposób obsługi”. Na przykład, domyślny wskaźnik utlenienia dla węgla, wynoszący 98%, jest średnią globalną i różni się w zależności od rodzaju węgla – może wynieść nawet 91%. Natomiast wskaźniki dla ropy i gazu są wystarczająco dokładne.

Należy przy tym pamiętać, by unikać podwójnego liczenia nieutlenionego węgla. Jeśli jest on wliczony we wskaźnik emisji, nie należy stosować dodatkowego wskaźnika utlenienia.

IV. ZAGADNIENIA CHARAKTERYSTYCZNE DLA POSZCZEGÓLNYCH SEKTORÓW

Sektor energetyczny

W celu obliczenia emisji z sektora produkcji energii elektrycznej i ciepła, stosuje się – podane w rozdziale Ia – równanie dla procesu spalania. Dane o aktywności i wskaźniki emisji zależą od zużytego paliwa, zaś wskaźniki utlenienia – od paliwa i rodzaju instalacji.

	<i>Dane o aktywności</i>	<i>Wskaźniki emisji</i>	<i>Współcz. utlen.</i>
Węgiel	Węgiel może być dostarczany do elektrowni i ciepłowni w trojaki sposób: 1) bezpośrednio przez kopalnię, 2) przez hurtowników oraz 3) przez importerów. Podczas, gdy elektrownie na ropę lub gaz stosują precyzyjne urządzenia w celu zmierzenia ilości paliwa wchodzącego do	Aby uzyskać jak najdokładniejsze wyniki, należy stosować wskaźniki domyślne, bądź charakterystyczne dla danej instalacji. Wytyczne IPCC podają wskaźniki emisji w	Należy zastosować domyślny wskaźnik IPCC równy 98%. Zachęci to mniej efektywne podmioty do poprawy efektywności, a nie istnieje tu zagrożenie raportowania

	<p>pieca, elektrownie węglowe używają mniej dokładnych wag. Ponadto ważeniu podlega na ogół węgiel dostarczony do zakładu, a nie ładowany do pieca.</p> <p>Szacując zużycie węgla, czy to na podstawie faktury zakupu, czy też danych pomiarowych, należy pamiętać, iż zakłady muszą uwzględniać zapasy niewykorzystane w danym roku. Te dostosowania mogą być znaczne, ponieważ elektrownia może zmagazynować na swoim terenie węgiel na 30-60 dni pracy.</p>	<p>podziale na trzy rodzaje węgla: kamienny energetyczny, kamienny koksowy i brunatny. Zazwyczaj dostawcy przekazują wyniki analizy chemicznej dostarczanego paliwa. Dużi odbiorcy, np. elektrownie zawodowe, posiadają swoje laboratoria, gdzie mogą wykonać niezbędne analizy, określić wartość opałową węgla i inne parametry. Mniejsze elektrownie, ciepłownie lub odbiorcy przemysłowi nie dysponują takimi możliwościami, ale mogą dokonać organoleptycznej oceny jakości. Analiza chemiczna ma duże znaczenie, zwłaszcza w przypadku, gdy produkt finalny jest mieszanką różnych rodzajów węgla.</p>	<p>zaniżonych danych.</p>
Ropa	<p>Wiele produktów ropopochodnych sprzedawanych jest na wagę. W zależności od rodzaju końcowego użytkownika, w dostarczanie produktów rafinacji do elektrowni/ciepłowni może być zaangażowanych kilku pośredników. Paliwo bywa sprzedawane bezpośrednio przez rafinerię, hurtownie lub importerów. Operator instalacji ma najczęściej kilku dostawców (szczególnie w przypadku oleju opałowego) – wówczas końcowi użytkownicy muszą znać zawartość siarki w paliwie – co jest konieczne do wypełnienia zobowiązań środowiskowych.</p>	<p>Elektrownie na ropę powinny mieć wybór między domyślnymi wskaźnikami IPCC a charakterystycznymi dla danej instalacji.</p>	<p>Elektrownie na ropę powinny mieć wybór między domyślnymi wskaźnikami IPCC, a charakterystycznymi dla danej instalacji.</p>

	<p>Podobnie, jak w wypadku elektrowni na węgiel, elektrownie olejowe używają systemów ciągłego pomiaru emisji lub prowadzą obliczenia. Przy tym drugim podejściu ilość zużytego paliwa może być określona w oparciu o informacje posiadane przez kupujących i sprzedających. Podobnie, jak w wypadku węgla, elektrownie mogą magazynować paliwo na tygodnie lub miesiące swojej działalności, a zatem stan magazynów musi być uwzględniany w raportach. Dodatkowo dowolny produkt naftowy dostarczony do zakładu, ale niespalony w piecu (np. olej do centralnego ogrzewania), nie może być uwzględniony w raporcie emisyjnym.</p>		
Gaz	<p>Określanie zużycia gazu ziemnego jest najłatwiejsze, bowiem mierzy się je w punktach sprzedaży przy pomocy precyzyjnych urządzeń. Ilość sprzedanego gazu jest ustalona na podstawie dokumentacji z elektrowni/ciepłowni bądź otrzymanej od sprzedawcy. Niewielka część gazu może być jednak używana w celach innych niż produkcja energii, np. do centralnego ogrzewania. W innych przypadkach, np. producentów samochodów, część gazu zostaje wykorzystywana w procesach technologicznych lub sprzedawana innym odbiorcom. Te ilości muszą zostać odjęte przed ustaleniem zużycia gazu na potrzeby handlu emisjami.</p>	<p>Dopuszczalne jest stosowanie zarówno wskaźników domyślnych, jak i specyficznych dla danej instalacji. Dokładność określania emisji CO₂ ze spalania gazu może być zwiększona poprzez opracowanie wskaźników emisji charakterystycznych dla poszczególnych producentów surowca.</p>	<p>Można stosować wskaźniki domyślne, jednak preferowane są wskaźniki specyficzne: podnoszą dokładność obliczeń.</p>

Produkcja żelaza i stali

Produkcja stali wytapianej z rudy żelaza jest bardzo energochłonna i wymaga zużycia dużych ilości węgla. Wytyczne IPCC (dla krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych) dla produkcji żelaza i stali zalecają dokonywanie oceny emisji na poziomie zakładu, ponieważ poszczególne zakłady mogą różnić się znacznie metodami produkcji i – przy szacowaniu emisji z procesu związanego z produkcją surówki i stali – stosują podejście, polegające na bilansie masy.

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

- surowce do produkcji (kalcynowanie wapienia i/lub dolomitu),
- paliwa konwencjonalne (gaz ziemny i koks),
- środki redukujące (koks, węgiel, tworzywa sztuczne itd.),
- gazy technologiczne (gaz koksowniczy/COG, gaz wielkopiecowy/BFG i gaz konwertorowy/BOFG),
- zużycie elektrod grafitowych,
- inne paliwa.

Ze względu na to, że węgiel odgrywa podwójną rolę, działając jako środek utleniający i paliwo, ważne jest, aby nie liczyć podwójnie ilości węgla, pochodzącego ze spalania koksu, jeśli został on już uprzednio policzony w innym miejscu. Koks i inne paliwa używane w charakterze środka redukującego podczas produkcji żelaza i stali należy uwzględniać jako emisje z procesu produkcji, a nie jako paliwa używane w celach energetycznych.

Wymagane dane można uzyskać z bezpośredniego pomiaru ilości wyprodukowanego żelaza i stali, zużycia środka redukującego / zużycia topnika węglanowego oraz powstawania węgla – produktu ubocznego lub też z odpowiedniej dokumentacji finansowej. Podczas produkcji żelaza i stali największym źródłem emisji CO₂ jest użycie środka redukującego (węgla lub koksu), które odpowiada za około 90 % całej emisji CO₂ z procesu technologicznego.

Najważniejszą informacją, potrzebną do określenia emisji GC w sektorze żelaza i stali, jest masa zużytego środka redukującego. W wytycznych IPCC podano domyślne wskaźniki emisji dla każdego źródła. Firmy i zakłady nie muszą jednak brać pod uwagę tych wskaźników, tylko zastąpić je bardziej specyficznymi.

Kiedy zatem sformułowane wytyczne KE dotyczące monitorowania emisji GC na poziomie instalacji, wówczas pojawią się wyraźne instrukcje dla firm, odnośnie szacowania emisji w oparciu o rodzaj działalności.

Produkcja cementu

W cementowniach emisje CO₂ pochodzą z następujących źródeł:

- kalcynowanie wapienia występującego w surowcach,
- paliwa konwencjonalne używane w piecach,

-
- alternatywne paliwa używane w piecach na bazie paliw kopalnych (= kopalne AFR, odpady kopalniane),
 - paliwa piecowe z biomasy (odpady z biomasy),
 - paliwa nie stosowane w piecach.

Przyjęło się zachęcać firmy do dokonywania pomiarów wymaganych parametrów na poziomie zakładu. W przypadku braku dostępnych danych odnoszących się do zakładu lub firmy, należy stosować używanych na świecie wskaźników domyślnych. Zamiast nich można jednak dać pierwszeństwo innym wskaźnikom domyślnym (na przykład krajowym), jeśli uznane one zostaną za wiarygodne i bardziej właściwe.

Przemysł cementowy zużywa duże ilości energii. Proces produkcji składa się z trzech głównych etapów: (1) przygotowanie surowców do produkcji, (2) wypał klinkieru i (3) przemiał klinkieru z dodatkami. Etap wypału klinkieru jest najbardziej energochłonny i pochłania około 90% zużywanej energii. To właśnie na tym etapie emitowana jest większość dwutlenku węgla (CO_2). Podczas produkcji cementu około 60% emisji CO_2 nie ma związku ze spalaniem, lecz powstaje jako produkt uboczny podczas wytwarzania wapna³, podczas gdy 40% generowane jest jako produkt spalania paliw i odpadów.

Procesy spalania, w których mamy do czynienia z różnymi rodzajami paliw (np. węgiel, drobny węgiel, olej opałowy, gaz ziemny i duża różnorodność paliw-odpadów), jak również spalanie organicznych surowców alternatywnych (w instalacjach do produkcji klinkieru cementowego), powinny być monitorowane i uwzględniane w sprawozdaniach zgodnie z wytycznymi dotyczącymi procesów spalania (patrz rozdział poświęcony emisji GC z sektora energetycznego, s.11).

Emisja CO_2 z procesu technologicznego występuje w trakcie wypału klinkieru: wapień, będący głównie węglanem wapnia (CaCO_3) zostaje podgrzany, aby wytworzyć wapno. Przy tym procesie wytwarza się jako produkt uboczny CO_2 (IPCC, 1997), którego emisja pochodzi z węglanów podczas kalcynowania (spiekania) w piecu oraz z kalcynowania (spiekania) pyłu cementowego (CKD). Wielkości emisji z wypału klinkieru i z pyłu pochodzącego z pieca do wypalania klinkieru cementowego można obliczyć oddzielnie i, dodając do siebie, otrzymać całkowitą emisję.

Można również obliczyć ilość CO_2 pochodzącą z wypału klinkieru poprzez zastosowanie wskaźnika emisji (tony CO_2 na tonę wytworzonego klinkieru) w odniesieniu do rocznej produkcji klinkieru.

Ilość CO_2 pochodzącą z pyłu obejściowego lub pyłu z pieca do wypalania klinkieru cementowego (CKD) należy obliczać na podstawie ilości uwalnianego pyłu i wskaźnika emisji dla klinkieru, wprowadzając korektę na częściową kalcynację.

³ Węglan wapnia (CaCO_3) jest podgrzewany, wskutek czego powstaje wapno (CaO) i – jako produkt uboczny – CO_2 .

IPCC wytyczył trzypoziomowe podejście w szacowaniu emisji CO₂ z procesu technologicznego przy produkcji cementu (*IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*). Preferowane jest podejście drugiego poziomu, gdyż daje ono bardziej pewne szacunki, niż podejście nr 1, jakkolwiek wymaga większej ilości danych.

Metoda drugiego poziomu jest następująca:

Emisje CO₂ = Wskaźnik emisji z klinkieru * Produkcja klinkieru * Wskaźnik korekcyjny CKD

Gdzie:

Wskaźnik emisji klinkieru (t CO₂/t klinkieru) to ilość CO₂ emitowana na każdą tonę wyprodukowanego klinkieru.

Produkcja klinkieru (t klinkieru). Z poszczególnych zakładów należy pobrać wyprodukowany klinkier. Zakłady na ogół ważą klinkier z dokładnością do jednego – dwóch procent (IPCC, 2000).

CKD (%). Piecowy pył klinkierowy (CKD) nie zostaje skalcynowany całkowicie i pewna jego ilość powstaje we wszystkich piecach do wypalania klinkieru cementowego. Wytwarzanie CKD, jego skład i rozmieszczenie zależą od technologii stosowanej w zakładzie i mogą się zmieniać. Zasadniczo można przyjąć, że ilość wytworzonego CKD wynosi około 1,5-2 % masy wyprodukowanego klinkieru.

Inna opcja monitorowania emisji z procesu technologicznego polega użyciu ciągłego monitorowania emisji (CEM). Użycie systemów CEM może być w tym sektorze uzasadnione, gdyż zarówno emisja CO₂ z procesu technologicznego, jak i ze spalania energetycznego przechodzą przez wspólny komin.

Podejmując decyzję, w jaki sposób monitorować emisję CO₂ z cementowni, należy wypośredkować pomiędzy rozbudowaną rejestracją wszystkich parametrów, a efektywnością kosztową. IPCC zaleca ciągłe pomiary dla następujących kategorii: objętość gazów wylotowych (spalin), tlen (O₂), tlenki azotu (NO_x), dwutlenek siarki (SO₂) i tlenek węgla (CO) (IPCC, 2000).

Jednym z czynników, jakie należy wziąć pod uwagę przy rozpatrywaniu problemu stosowania metod CEM do monitorowania emisji CO₂ z cementowni, są zasady rejestracji. Według zaleceń UFCCC, rządy muszą raportować oddzielnie emisję CO₂ ze spalania paliw i z procesów przemysłowych. Jeśli użyto by CEM do pomiaru emisji, wówczas emisja CO₂ z wytwarzania energii i emisja z procesów technologicznych byłyby ujmowane łącznie. Zakładając niezawodność podejścia obliczeniowego i jego zgodność z protokołami UNFCCC, można przyjąć, że użycie go jest całkowicie dopuszczalne.

V. KONKLUZJE I ZALECENIA

Ścisły i spójny system monitorowania i raportowania emisji GC jest jednym z kluczowych elementów, warunkujących osiągnięcie sukcesu na rynkach handlu emisjami. W celu zapewnienia integralności i wiarygodności systemu HE GC, uczestniczące w nim przedsiębiorstwa muszą raportować swoje emisje tak, by sprawozdania były kompletne, spójne, przejrzyste i dokładne (patrz rozdział I).

Handel emisjami GC w UE wchodzi w życie 1 stycznia 2005. Zakłady w krajach akcesyjnych muszą być świadome konieczności otrzymania pozwolenia na emisję GC (*GHG permit*) przed końcem kwietnia 2004, kiedy to finalizowane będą Krajowe Plany Alokacji Upwnień (KPAU). Może się zdarzyć, że termin ten ulegnie przesunięciu, jednak nie należy na to liczyć. Ubiegając się o pozwolenie, dany zakład będzie musiał pokazać, jak zamierza określać swoje emisje tak, by było to zgodne z będącą w przygotowaniu decyzją KE, wprowadzającą wytyczne w zakresie monitorowania i raportowania emisji GC. Operator danej instalacji musi zapewnić, że:

- (a) jest w stanie wdrożyć metodologię monitorowania opisaną we wniosku. Jeśli nie mógłby tego uczynić, wówczas weryfikator nie ustaliłby zgodności z regułami systemu (nawet, jeśli zastosowano by lepsze metody);
- (b) opisana metodologia monitorowania zapewnia niezbędny poziom dokładności.

Dokładna inwentaryzacja na poziomie instalacji pozwoli przedsiębiorstwom również na zwiększenie produktywności i efektywności energetycznej, a także na precyzyjną rejestrację redukcji emisji (posiadanych uprawnień), które mogą być wykorzystane we własnym zakresie bądź sprzedane na rynku. Dokładna inwentaryzacja emisji pomoże też przedsiębiorstwom w prowadzeniu konsultacji z rządem odnośnie KPAU i poziomów alokacji.

Istotnym aspektem z punktu widzenia przedsiębiorstw jest ponadto weryfikacja raportów emisyjnych. Uczestnicy systemu powinni postarać się przejść początkową weryfikację przed styczniem 2006, kiedy ponad 10 tysięcy innych uczestników w UE musiało będzie przedstawić swoje raporty do weryfikacji.

Zatem, by dobrze przygotować się do uczestnictwa w systemie handlu emisjami gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej, polskie przedsiębiorstwa powinny dokonać przeglądu dostępności i jakości danych w swoich instalacjach, co okaże się kluczowe dla prowadzenia ścisłego monitorowania i raportowania emisji.

ISTOTNE PUBLIKACJE

- ▶ Cap and Trade Program, training materials, CCAP/EPA, 2002
- ▶ Developing a CO₂ Emissions Trading Design for Slovakia, CCAP 2002
(<http://www.ccap.org/pdf/SlovakiaCO2tradingFinal.pdf>)

-
- ▶ Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych za rok 2001, KCIE 2003 (<http://www.ios.edu.pl/kcie/emisjeGHG2001.htm>)
 - ▶ International Rules for GHG ET, UNCTAD 1999
 - ▶ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: vol. 1. Reporting Instruction, vol. 2 Workbook, vol. 3. Reference Manual
 - ▶ Study on the monitoring and measurement of GHG emissions at the plant level in the context of the Kyoto Mechanisms, CCAP/TNO/FIELD 2001
 - ▶ Tools of the Trade. A Guide to Designing and Operating a Cap and Trade Program for Pollution Control, US EPA 2003 (<http://www.epa.gov/airmarkets/international/tools.pdf>)
 - ▶ GHG Protocol Initiative, WRI/WBCSD (<http://www.ghgprotocol.org>)



Center for Clean Air Policy
Suite 940
750 First Street, NE
Washington, DC 20002 USA
202.408.9260

www.ccap.org