Environnement et Changement climatique Canada | Environment and Climate Change Canada

2017

EXIGENCES RELATIVES À LA QUANTIFICATION DES GAZ À EFFET DE SERRE DU CANADA

PROGRAMME DE DÉCLARATION DES GAZ À EFFET DE SERRE

DÉCEMBRE 2017

Canada

N° de cat. : En81-28F-PDF
ISSN : 2562-301X

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu de cette publication, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'administrateur du droit d'auteur d'Environnement et Changement climatique Canada. Si vous souhaitez obtenir du gouvernement du Canada les droits de reproduction du contenu à des fins commerciales, veuillez demander l'affranchissement du droit d'auteur de la Couronne en communiquant avec :

Environnement et Changement climatique Canada
Centre de renseignements à la population
12e étage, édifice Fontaine
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec) K1A 0H3
Téléphone : 819-938-3860
Ligne sans frais : 1-800-668-6767 (au Canada seulement)
Courriel : ec.enviroinfo.ec@canada.ca

Illustration intérieure : © Environnement et Changement climatique Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par la ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2019

Also available in English

TABLE DE MATIÈRES

INTRODUCTION **1**

1 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA CAPTURE, LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DU CARBONE **2**

1.A Calcul des quantités annuelles de CO_2 3

1.A.1 Installation de capture de CO_2 3
1.A.2 Installation de transport de CO_2 4
1.A.3 Installation d'injection de CO_2 6
1.A.4 Émissions fugitives des installations de capture, de transport et de stockage de CO_2 8

2 MÉTHODES DE QUANTIFICATION DE LA COMBUSTION DE COMBUSTIBLES **9**

2.A Émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles 9

2.A.1 Méthode 1 : méthode des combustibles de composition non variable et des biocombustibles ... 11
2.A.2 Méthode 2 : méthode des combustibles fossiles de composition variable 16
2.A.3 Méthode 3 : système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE) 20
2.A.4 Émissions de CO_2 provenant de la combustion de mélanges de biomasse et de combustibles fossiles 21

2.B Émissions de CH_4 et de N_2O provenant de la combustion de combustibles 22
2.C Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure. 33

2.C.1 Exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible 33
2.C.2 Exigences de mesure de la combustion de combustibles 34
2.C.3 Exigences de mesure du contenu calorifique des combustibles 36
2.C.4 Exigences de mesure de la teneur en carbone du combustible 37
2.C.5 Capture de données analytiques sur les combustibles 38
2.C.6 Consommation de combustible associée au transport sur place 38

2.D Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes 39

3 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION DE LA CHAUX **41**

3.A Émissions de CO_2 provenant de la production de chaux 41

3.A.1 Coefficient d'émission mensuel de la chaux 42
3.A.2 Coefficient d'émission trimestriel des sous-produits ou déchets calcinés 42
3.A.3 Émissions de CO_2 des usines de production de chaux dotées de SMECE 43

3.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure 44
3.C Méthode d'estimation des données analytiques manquantes. 45

4 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION DE CIMENT **47**

4.A Émissions de CO_2 provenant de la production de ciment 47

4.A.1 Coefficient d'émission mensuel du clinker 48
4.A.2 Coefficient d'émission trimestriel des poussières de four de cimenterie (PFC) 48
4.A.3 Émissions provenant de l'oxydation du carbone organique 49
4.A.4 Émissions de CO_2 des usines de ciment dotées de SMECE 50

4.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure 50
4.C Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes. 51

5 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION D'ALUMINIUM 54

5.A Émissions de CO_2 provenant de la production d'aluminium 54

5.A.1 Émissions de CO_2 provenant de la consommation d'anodes précuites 54
5.A.2 Émissions de CO_2 résultant de la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg 55
5.A.3 Émissions de CO_2 provenant de la cuisson des anodes et des cathodes 56
5.A.4 Émissions de CO_2 provenant des matériaux d'emballage 56
5.A.5 Émissions de CO_2 provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant 57
5.A.6 Émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke vert 58
5.A.7 Émissions de CF_4 et de C_2F_6 dues aux effets d'anode 59
5.A.8 Émissions de SF_6 utilisé comme gaz de couverture 61

5.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure 62
5.C Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes 63

6 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA SIDÉRURGIE 66

6.A Émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier 66

6.A.1 Four à induration de taconite 66
6.A.2 Convertisseur basique à oxygène 68
6.A.3 Batterie de fours à coke 69
6.A.4 Matières frittées 70
6.A.5 Four électrique à arc 71
6.A.6 Cuves de décarburation à l'argon-oxygène 72
6.A.7 Production de fer du four de réduction directe 73
6.A.8 Production de fer du haut fourneau 74
6.A.9 Production d'acier fondu du four-poche 75
6.A.10 Émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier d'installations dotées de SMECE 76

6.B Émissions de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier 77

6.B.1 Émissions de CO_2 provenant de l'atomisation de la fonte fondue 78
6.B.2 Émissions de CO_2 provenant de la décarburation de la poudre de fer 79
6.B.3 Émissions de CO_2 provenant de la mise en nuance de l'acier 80
6.B.4 Émissions de CO_2 provenant du recuit de la poudre d'acier 81
6.B.5 Émissions de CO_2 des installations de production de poudre de fer et d'acier dotées de SMECE 82

6.C Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure 82

6.C.1 Teneur en carbone des matières utilisées pour la production de fer et d'acier 82
6.C.2 Production de poudre de fer et d'acier 83

6.D Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes 84

ÉQUATIONS, TABLEAUX ET FIGURES 86

RÉFÉRENCES 88

Généralités 88
Normes d'analyse et d'essai techniques 90

GLOSSAIRE

« *Avis du PDGES 2017* » Désigne l'Avis concernant le programme de déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2017, *Gazette du Canada*, Partie I.

« *biomasse* » Plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou tout produit qui en est dérivé, notamment le bois et les produits de bois, le charbon, les résidus agricoles, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur noire, les gaz de digestion des boues ainsi que les huiles d'origine animale ou végétale.

« *capture de CO_2* » Capture de CO_2 d'une installation intégrée qui serait autrement rejeté dans l'atmosphère.

« *combustibles de composition non variable* » Désigne les combustibles de composition toujours identique.

« *combustibles fossiles de composition variable* » Combustibles de composition variable pour lesquels il est nécessaire de déterminer la teneur en carbone propre à l'installation.

« *émissions* » Rejets directs provenant de sources situées sur les lieux de l'installation.

« *émissions associées à l'utilisation de produits industriels* » Rejets provenant de l'utilisation d'un produit pour un procédé industriel qui n'entraîne pas de réaction chimique ou physique et ne réagit pas au procédé. Cela comprend les rejets provenant de l'utilisation de SF_6, de HFC et de PFC comme gaz de couverture et de l'utilisation de HFC et de PFC pour le moussage de la mousse. Ne comprend pas les émissions de PFC et HFC par les systèmes de réfrigération et de climatisation, la fabrication de semi-conducteurs, l'utilisation des solvants, d'aérosols et de SF_6 dans la protection contre les explosions, la détection des fuites, les applications électroniques et l'extinction d'incendie.

« *émissions d'évacuation* » Rejets contrôlés dans l'atmosphère d'un gaz de procédé, d'un gaz résiduel, y compris les rejets de CO_2 associés à la capture, au transport, à l'injection et au stockage de carbone. Cela comprend les rejets associés à la production d'hydrogène (associés à la production et au traitement de combustibles fossiles), les émissions de gaz de cuvelage, de gaz associé à un liquide (ou gaz en solution), de gaz de traitement, de stabilisation ou d'échappement des déshydrateurs, de gaz de couverture ainsi que les émissions des dispositifs pneumatiques utilisant le gaz naturel comme fluide de travail, de démarrage des compresseurs, des pipelines et d'autres systèmes de purge sous pression, et des boucles de contrôle des stations de mesure et de régulation.

« *émissions de CO_2 provenant de la décomposition de la biomasse* » Rejets de CO_2 résultant de la décomposition aérobie et de la fermentation de la biomasse.

« *émissions de combustion stationnaire de combustible* » Rejets provenant de sources de la combustion stationnaire de combustible où le combustible est brûlé à des fins de production de chaleur utile ou de travail. Cela comprend les rejets provenant de la combustion de combustibles déchets pour produire de la chaleur utile ou du travail.

« *émissions des déchets* » Rejets provenant de sources d'élimination des déchets à l'installation, comprenant celles provenant de l'enfouissement des déchets solides, du torchage des gaz d'enfouissement et de l'incinération des déchets. Ne comprend pas les émissions dues à la combustion de combustibles résiduaires pour produire de la chaleur ou du travail utile.

« *émissions des eaux usées* » Rejets provenant des eaux usées et du traitement des eaux usées à l'installation.

« *émissions de torchage* » Rejets contrôlés de gaz au cours d'activités industrielles résultant de la combustion d'un flux gazeux ou liquide produit sur le site à des fins autres que la production de la chaleur utile ou du travail. De tels rejets peuvent provenir de l'incinération de déchets du pétrole, des systèmes de prévention des émissions dangereuses (en mode pilote ou actif), des essais de puits, d'un réseau collecteur du gaz naturel, de l'exploitation d'une installation de traitement du gaz naturel, de la production de pétrole brut, de l'exploitation de pipelines, du raffinage du pétrole, de la production d'engrais chimique et de la production d'acier.

« *émissions dues aux fuites »* Désigne les rejets accidentels et les fuites provenant de plusieurs sources : production et traitement des combustibles fossiles; transport et distribution; batteries de fours à coke pour le fer et l'acier; capture, transport et injection de CO_2 et infrastructures pour le stockage géologique à long terme de CO_2.

« *émissions fugitives* » Rejets provenant de l'évacuation, du torchage ou de fuites de gaz venant de la production et de la transformation de combustibles fossiles; de fours à coke pour le fer et l'acier et des installations de capture, de transport, d'injection et de stockage de CO_2.

« *émissions liées au transport sur le site* » Rejets provenant de la machinerie utilisée pour le transport ou le déplacement sur le site de substances, de matières, de l'équipement ou de produits entrant dans le procédé de production à une installation intégrée. Cela comprend les rejets par les véhicules sans permis pour une utilisation sur la voie publique.

« *émissions liées aux procédés industriels* » Rejets provenant d'un procédé industriel comportant des réactions chimiques ou physiques autres que la combustion, et dont le but n'est pas de produire de l'énergie ou du travail utile. Ne comprend pas l'évacuation associée à la production d'hydrogène (associée à la production et à la transformation de combustibles fossiles. « *équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO_2)* » Unité de mesure utilisée pour faire la comparaison des gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est différent.

« *fabrication d'aluminium* » Procédés primaires utilisés pour fabriquer de l'aluminium à partir d'alumine, comprenant l'électrolyse dans les cuves à anodes précuites et Søderberg, la cuisson d'anodes et de cathodes pour les cuves à anodes précuites et la calcination de coke vert.

« *fabrication de ciment* » Tout procédé utilisé pour la fabrication de divers types de ciment : portland, portland ordinaire, mortier, pouzzolanique ou autres ciments hydrauliques.

« *fabrication de la chaux* » Désigne tous les procédés utilisés pour fabriquer un produit à base de chaux par calcination de calcaire ou d'autres matériaux calcaires.

« fuites en surface » Émissions provenant des formations géologiques servant au stockage à long terme du CO_2.

« *gazoducs* » Tous les gazoducs appartenant à un propriétaire ou à un exploitant unique dans une province ou un territoire qui assurent le transport ou la distribution du CO_2 ou du gaz naturel transformé, ainsi que toutes les installations connexes, y compris les ensembles de mesure et les installations de stockage, mais à l'exception des usines de chevauchement ou autres installations de transformation.

« *GES* » Gaz à effet de serre.

« Guide technique du PDGES » Désigne le *Guide technique pour le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre*, décembre 2016, Environnement et Changement climatique Canada. (N° cat. : En81-6E-PDF)

« *HFC* » Hydrofluorocarbures.

« *injection de CO_2* » Activité qui place le CO_2 capturé dans un site de stockage géologique à long terme ou dans une opération de récupération de combustible fossile améliorée.

« *installation* » Installation intégrée, réseau de transport par pipeline, installation extracôtière.

« *installation extracôtière* » Plate-forme de forage extracôtier, plate-forme ou navire de production, ou installation sous-marine qui est rattaché ou fixé au plateau continental du Canada et sert à l'exploitation pétrolière ou du gaz naturel.

« *installation intégrée* » Désigne tous les bâtiments, équipements, structures, engins de transport sur place et éléments stationnaires situés sur un seul site, sur plusieurs sites, ou répartis entre plusieurs sites qui appartiennent à la même personne (ou aux mêmes personnes) ou sont exploités par elle et qui fonctionnent comme un seul site intégré. Les « installations intégrées » excluent les voies publiques.

« *MSC* » Matière soluble dans le cyclohexane.

« *opération améliorée de récupération des combustibles fossiles* » Récupération améliorée du pétrole, récupération améliorée du gaz naturel et récupération améliorée de méthane de houille.

« *PFC* » Perfluorocarbures (dans les sections 5 et 6).

« *PFC* » Poussières de four de cimenterie (dans la section 4).

« *production et transformation de combustibles fossiles* » Désigne l'exploration, l'extraction, la transformation incluant raffinage et valorisation, la transmission, le stockage et l'utilisation des combustibles de pétrole solide, liquide ou gazeux, de charbon ou de gaz naturel ou de tout autre combustible dérivé de ces sources.

« *PRP* » Potentiel de réchauffement planétaire.

« *SCIAN* » Désigne le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord.

« *sidérurgie* » Désigne les procédés de production primaire de fer et d'acier, les procédés secondaires de production d'acier, les procédés de production de fer, les procédés de production de batteries de fours à coke, les procédés de cuisson de boulettes de fer et les procédés avec poudre de fer et d'acier.

« *SMECE* » Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

« *sources de combustion stationnaires* » Désigne les dispositifs qui brûlent des combustibles solides, liquides, gazeux ou usés afin de produire de la chaleur ou du travail utile. Cela comprend les chaudières, les groupes électrogènes, les unités de cogénération, les turbines à combustion, les moteurs, les incinérateurs, les appareils de chauffage industriels et tout autre dispositif de combustion stationnaire. Ne comprend pas les fusées éclairantes.

« *stockage de CO_2* » Désigne le CO_2 injecté dans une installation de stockage géologique à long terme.

« *système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* » Équipement d'échantillonnage, de traitement et d'analyse des émissions ou des paramètres d'exploitation et d'enregistrement des données.

« *système de transport de CO_2* » Transport du CO_2 capturé par tout mode de transport.

« *unité de cogénération* » Dispositif de combustion de combustibles qui génère simultanément de l'électricité et de la chaleur ou de la vapeur.

« *unité de production d'électricité* » Tout dispositif qui brûle du combustible solide, liquide ou gazeux dans le but de produire de l'électricité soit pour être vendue, soit pour être utilisée sur place. Cela comprend les unités de cogénération. Cela ne comprend pas les génératrices portables ou de secours (moins de 50 kW de capacité selon la plaque signalétique ou celles qui génèrent moins de 2 MWh durant l'année de déclaration).

CHANGEMENTS ET ERRATA

Les corrections suivantes ont été apportées à ce document :

- **2018-03-29.** À la section 6.A.4 (Matières frittées), l'équation 6-5 a été corrigée. Les émissions provenant des matières premières frittées (MP) sont maintenant additionnées plutôt que d'être soustraites.
- **2018-03-29.** Au paragraphe 6.C.1(g), une référence erronée et non-requise était précédemment fournie. Celle-ci a donc été retirée.
- **2019-09-05**. Dans le Tableau 2-9 (Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les gaz de distillation), le coefficient d'émission de N_2O en unités de g/GJ a été corrigé pour correspondre aux unités fournies.

Introduction

Le présent document décrit les exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre à l'intention des personnes qui doivent fournir ces données à Environnement et Changement climatique Canada aux termes des annexes 6 à 11 de l'Avis du PDGES 2017. En cas d'incohérences entre cet avis et le présent document, l'Avis du PDGES 2017 l'emporte.

Le document est structuré comme suit :

- la section 1 porte sur les installations de capture, de transport et de stockage du carbone;
- la section 2 porte sur la combustion de combustibles qui survient dans les installations;
- la section 3 porte sur les procédés de calcination dans les fours à chaux;
- la section 4 porte sur la production de mâchefer dans les fours à ciment;
- la section 5 porte sur les procédés industriels de la fabrication d'aluminium;
- la section 6 porte sur les procédés industriels de la sidérurgie.

Le Guide technique du PDGES contient des conseils distincts pour les personnes à qui les annexes 6 à 11 de l'Avis du PDGES 2017 ne s'appliquent pas.

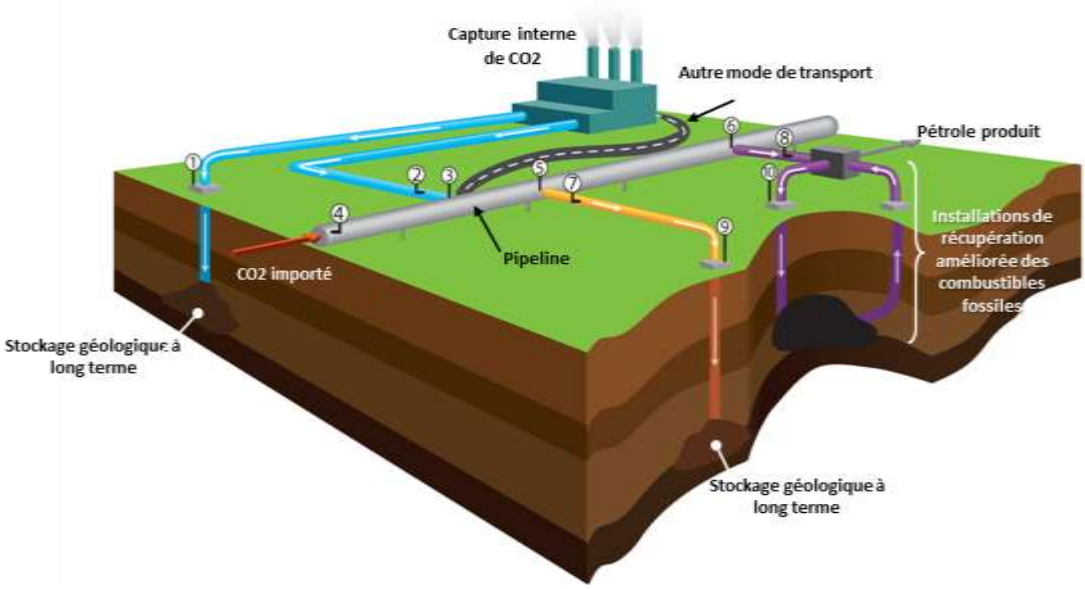
1 Méthodes de quantification pour la capture, le transport et le stockage du carbone

Une installation de capture, de transport et de stockage du CO_2 comporte certains, voire tous les éléments d'infrastructure suivants :

- Une installation de capture de CO_2, y compris l'ensemble de l'infrastructure, de l'équipement et des procédés conçus pour capter les émissions de CO_2 qui seraient autrement dispersées dans l'atmosphère. Calculer la quantité annuelle totale de CO_2 capturé selon l'équation 1-1 ou l'équation 1-2.
- Un pipeline, ou tout autre système servant à transporter le CO_2 au Canada, de l'installation de capture jusqu'à l'installation d'injection. Calculer la quantité annuelle totale de CO_2 transporté selon l'équation 1-3 ou l'équation 1-4.
- Une installation de stockage géologique à long terme, y compris des sites servant à injecter le CO_2 directement dans des aquifères salins profonds et dans des installations de récupération améliorées des combustibles fossiles, le but étant le stockage à long terme. Calculer la quantité annuelle totale de CO_2 reçu aux fins d'injection et injecté selon l'équation 1-5 ou l'équation 1-6.

La figure 1-1 montre une installation de capture, de transport et de stockage du CO_2 et l'emplacement des débitmètres requis.

Figure 1-1 : Illustration d'une installation de capture, de transport et de stockage de CO_2 et de ses débitmètres



Débitmètres 1, 9 et 10—Débitmètres des points d'injection
Débitmètres 2, 5 et 6—Débitmètres sortants de transfert de propriété
Débitmètres 3, 4, 7 et 8—Débitmètres entrants de transfert de propriété

1.A **Calcul des quantités annuelles de CO_2**

Pour mesurer les concentrations annuelles, masses volumiques, masses et volumes de toute quantité de CO_2, les exploitants d'installation doivent utiliser les méthodes de mesure et d'estimation indiquées dans la directive 017 de l'Alberta : *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*, AER, 2016, ou dans la directive PNG017 de la Saskatchewan : *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*, sections 1 et 14. Les paramètres moyens pondérés utilisés pour calculer la masse annuelle de CO_2 doivent reposer sur toutes les mesures disponibles pour l'année civile.

Les exploitants d'installation doivent estimer les émissions fugitives associées aux installations de capture, de transport et de stockage du CO_2 selon les normes de la section 2.2.5 et de l'annexe C3.8 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* publié en 2009 par l'American Petroleum Institute (API).

1.A.1 **Installation de capture de CO_2**

Calculer la masse annuelle de CO_2 associée à l'installation de capture, telle que mesurée par le débitmètre sortant de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètre 2), selon les équations indiquées dans la présente section.

1.A.1.a Méthode du débit massique

Calculer la masse annuelle de CO_2 s'écoulant par le débitmètre sortant de transfert de propriété selon l'équation 1-1.

Équation 1-1

$$\boldsymbol{CO_2} = \sum_{p=1}^{n} \boldsymbol{M_p} \times \boldsymbol{C_{CO_2\,p}}$$

Où :

$\mathbf{CO_2}$ = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre sortant de transfert de propriété (en tonnes).

$\mathbf{M_p}$ = débit massique total, mesuré par le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes).

$\mathbf{C_{CO2\,p}}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p », exprimée en fraction décimale.

$\mathbf{n}$ = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

1.A.1.b Méthode du débit volumétrique

Calculer la masse annuelle de CO_2 s'écoulant par le débitmètre sortant de transfert de propriété selon l'équation 1-2.

Équation 1-2

$$CO_2 = \sum_{p=1}^{n} Q_p \times D_p \times C_{CO_2\,p}$$

Où :

CO_2 = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre sortant de transfert de propriété (en tonnes).

Q_p = écoulement volumétrique total mesuré par le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p », aux température et pression indiquées (en m^3).

D_p = masse volumique moyenne pondérée de l'écoulement volumétrique, pour la période de mesure spécifiée « p », aux température et pression indiquées (en tonnes par m^3).

$C_{CO2\,p}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (pourcentage en volume de CO_2, exprimé en fraction décimale).

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

Si le CO_2 est acheminé par plus d'un débitmètre, faire la somme de la masse annuelle acheminée par tous les débitmètres.

1.A.2 **Installation de transport de CO_2**

Calculer la masse annuelle de CO_2 associée à l'installation de transport, mesurée par les débitmètres entrants de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètres 3 et 4) et les débitmètres sortants de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètres 5 et 6) reliés au réseau de pipeline ou à une autre installation de transport de CO_2, selon les équations indiquées dans la présente section.

1.A.2.a Méthode du débit massique

Calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre sortant de transfert de propriété, selon l'équation 1-3.

Équation 1-3

$$CO_2 = \sum_{p=1}^{n} M_p \times C_{CO_2\,p}$$

Où :

CO_2 = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre sortant de transfert de propriété attaché au pipeline de CO_2 ou à un autre mode de transport (en tonnes).

M_p = débit massique total mesuré par le débitmètre entrant de transfert de propriété, ou le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes).

$C_{CO2\,p}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre entrant de transfert de propriété ou au débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p », exprimée en fraction décimale.

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

1.A.2.b Méthode du débit volumétrique

Calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre sortant de transfert de propriété selon l'équation 1-4.

Équation 1-4

$$CO_2 = \sum_{p=1}^{n} Q_p \times D_p \times C_{CO_2\,p}$$

Où :

CO_2 = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre sortant de transfert de propriété attaché au pipeline de CO_2 ou à un autre mode de transport (en tonnes).

Q_p = écoulement volumétrique total mesuré par le débitmètre entrant de transfert de propriété, ou le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p », aux température et pression indiquées (en m^3).

D_p = masse volumique moyenne pondérée du débit aux température et pression indiquées, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes par m^3).

$C_{CO2\,p}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre entrant de transfert de propriété, ou au débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (pourcentage en volume de CO_2, exprimé en fraction décimale).

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

Si le CO_2 reçu passe par plus d'un débitmètre entrant de transfert de propriété, ou s'il est acheminé par plus d'un débitmètre sortant de transfert de propriété, on doit faire la somme de la masse annuelle de CO_2 reçu ou acheminé.

1.A.3 **Installation d'injection de CO_2**

Pour chacune des installations, calculer la masse annuelle de CO_2 qui entre dans l'installation, mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètres 7 et 8), selon l'équation 1-5 ou l'équation 1-6.

Dans le cas des installations servant à injecter le CO_2 directement dans une installation de stockage géologique à long terme, calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre du point d'injection (figure 1-1, débitmètres 1 et 9), selon l'équation 1-5.

Dans le cas des installations d'injection de CO_2 dans une installation de récupération améliorée des combustibles fossiles aux fins de stockage à long terme, calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre du point d'injection (figure 1-1, débitmètre 10), y compris l'ensemble des volumes ou des masses de CO_2 recyclé, selon l'équation 1-5.

1.A.3.a Méthode du débit massique

Calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou par le débitmètre du point d'injection, selon l'équation 1-5.

Équation 1-5

$$\boldsymbol{CO_2} = \sum_{p=1}^{n} \boldsymbol{M_p} \times \boldsymbol{C_{CO_2\,p}}$$

Où :

$\mathbf{CO_2}$ = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection (en tonnes).

$\mathbf{M_p}$ = débit massique total mesuré par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes)

$\mathbf{C_{CO2\,p}}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre entrant de transfert de propriété ou au débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p », exprimée en fraction décimale.

$\mathbf{n}$ = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

1.A.3.b Méthode du débit volumétrique

Calculer la masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection, selon l'équation 1-6.

Équation 1-6

$$CO_2 = \sum_{p=1}^{n} Q_p \times D_p \times C_{CO_2\,p}$$

Où :

CO_2 = masse annuelle de CO_2 mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection associé à l'injection de CO_2 (en tonnes).

Q_p = écoulement volumétrique total, mesuré par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p », aux température et pression indiquées (en m^3).

D_p = masse volumique moyenne pondérée du débit aux température et pression indiquées, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes par m^3).

$C_{CO2\,p}$ = concentration moyenne pondérée de CO_2 au débitmètre entrant de transfert de propriété ou au débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p » (pourcentage en volume de CO_2, exprimé en fraction décimale).

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

Si le CO_2 arrive ou est injecté par plus d'un débitmètre entrant de transfert de propriété ou d'un débitmètre d'injection, faire la somme de la masse annuelle de CO_2 reçu ou injecté.

1.A.4 **Émissions fugitives des installations de capture, de transport et de stockage de CO_2**

1.A.4.a Installation de capture de CO_2

Calculer la masse annuelle des émissions fugitives de CO_2 provenant de fuites ou de rejets d'évacuation de l'équipement situé entre l'installation de capture (voir l'élément « Capture interne de CO_2 » de la figure 1-1) et les débitmètres sortants de transfert de propriété ou les têtes de puits d'injection de l'installation (figure 1-1, débitmètres 1 et 2), en tonnes. Les exploitants d'installation doivent calculer la masse de la manière indiquée à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009).

1.A.4.b Installation de transport de CO_2

Calculer la masse annuelle de CO_2 provenant de fuites et de rejets d'évacuation des pipelines ou autres modes de transport du CO_2 liquéfié entre les débitmètres entrants de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètres 3 et 4) et les débitmètres sortants de transfert de propriété de l'installation de stockage à long terme (figure 1-1, débitmètres 5 et 6), en tonnes. Lorsqu'un pipeline, ou toute autre installation de transport, traverse une frontière internationale, il faut calculer et déclarer seulement les émissions fugitives provenant de la portion située au Canada. Calculer la masse par les méthodes indiquées à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009).

1.A.4.c Installation d'injection de CO_2

Calculer la masse annuelle de CO_2 provenant de fuites et de rejets d'évacuation de l'équipement de surface situé entre les débitmètres entrants de transfert de propriété (figure 1-1, débitmètres 7 et 8) et les débitmètres des têtes de puits d'injection (figure 1-1, débitmètres 9 et 10), en tonnes. Calculer la masse par les méthodes indiquées à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009).

1.A.4.d Fuites en surface du CO_2 stocké

Calculer la masse annuelle de CO_2 provenant des fuites en surface associées aux installations de stockage géologique à long terme, en tonnes. Calculer la masse selon les méthodes indiquées à la section 5.7.1 et aux tableaux A 5.4 et A 5.5 de l'annexe des *Lignes directrices 2006 du GIEC*.

2 Méthodes de quantification de la combustion de combustibles

Les GES sont émis lorsque des combustibles solides, liquides ou gazeux sont brûlés pour produire de la chaleur ou de l'énergie utile dans des chaudières, des turbines à combustion à cycle simple ou combiné, des moteurs, des incinérateurs (y compris les unités servant à brûler des déchets dangereux), des appareils de chauffage industriels, de l'équipement de transport sur place ou dans tout autre dispositif de combustion. On trouvera à la section 2.A les méthodes d'estimation du CO_2 et à la section 2.B les méthodes d'estimation du CH_4 et du N_2O pour les sources de combustion de combustibles.

2.A Émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles

Pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de sources de combustion de combustibles, les exploitants d'installation peuvent utiliser l'une des trois méthodes de quantification indiquées aux sections 2.A.1 à 2.A.3, ou une combinaison de ces méthodes pour chaque type de combustible. Les installations disposant d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE) ne sont pas tenues d'utiliser la méthode SMECE (méthode 3) et peuvent à la place utiliser la méthode des combustibles de composition non variable (méthode 1) ou la méthode des combustibles de composition variable (méthode 2). La méthode 3 est une méthode facultative pour déterminer les émissions de CO_2. On trouvera à la section 2.C des précisions sur les exigences applicables à l'échantillonnage, à l'analyse et à la mesure des combustibles et les directives sur la gestion des combustibles de la biomasse figurent à la section 2.A.4.

Si la somme des émissions de CO_2 d'un ou de plusieurs combustibles n'excède pas 0,5 % du total des émissions de CO_2 de l'installation pour l'ensemble des combustibles brûlés, il n'est pas nécessaire de déclarer ces combustibles et leurs émissions.

Méthode 1 : méthode des combustibles de composition non variable et des biocombustibles

La méthode à la section 2.A.1 s'applique aux combustibles de composition non variable et aux biocombustibles qui ont une composition constante et où les coefficients d'émissions de CO_2 ont fournis :

(a) utiliser l'équation 2-1 et l'équation 2-2 pour les combustibles de composition non variable dont le coefficient d'émission de CO_2 est indiqué dans le tableau 2-1 jusqu'au tableau 2-3;

(b) utiliser l'équation 2-3 pour la biomasse solide brûlée aux fins de production de vapeur;

(c) utiliser l'équation 2-4, l'équation 2-5 et l'équation 2-6 pour le transport sur place seulement lorsque les informations nécessaires pour utiliser l'équation 2-1 ne sont pas disponibles.

Méthode 2 : méthode des combustibles fossiles de composition variable

La méthode des combustibles fossiles variables dans la section 2.A.2 s'applique aux combustibles dont les propriétés et la composition variables nécessitent la détermination de la teneur en carbone propre à l'installation :

(a) utiliser l'équation 2-7, l'équation 2-9, l'équation 2-10 et l'équation 2-11 pour tous les autres combustibles non indiqués du tableau 2-1 au tableau 2-3;

(b) utiliser l'équation 2-8 pour les carburants de biomasse solide utilisés pour produire de la vapeur dans les cas où l'information permettant d'utiliser l'équation 2-7 n'est pas disponible.

Méthode 3 : système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE)

Cette méthode s'applique aux unités de combustion dotées d'au moins un SMECE fixe comprenant un sous-système de contrôle de débit et un dispositif de mesure de la concentration de CO_2. Déterminer les données relatives aux émissions de CO_2 provenant du SMECE selon la méthode prescrite à la section 2.A.3.

Affecter les émissions de CO_2 par type et par quantité de combustibles et en utilisant les sources de combustion suivantes : production d'électricité, production de vapeur, transport sur le site, torchage et toutes autres sources de combustion fixes.

Dans le cas des mélanges de combustibles différents, déterminer la portion de chaque type de combustible par catégories principales (c.-à-d. gaz naturel, diesel, combustible de raffinerie, biodiesel) et utiliser la méthode appropriée pour chaque combustible brûlé.

Toute personne qui produit de la vapeur pour générer de l'électricité et de la chaleur et qui ne parvient pas à déterminer la réelle quantité de combustibles utilisés à chacune de ces fins peut se servir de la quantité annuelle de chaque combustible brûlé dans la chaudière, multipliée par le ratio de vapeur produite pour générer de l'électricité ou de la chaleur, afin de calculer les émissions de chaque activité.

Utiliser toute méthode de calcul plus élevée applicable pour un ou plusieurs combustibles brûlés. Par exemple, si une unité brûle du propane et du carburant diesel, l'exploitant de l'installation peut décider d'utiliser la méthode des combustibles de composition non variable pour le propane et la méthode des combustibles fossiles de composition variable pour le carburant diesel, même si la méthode des combustibles de composition non variable pourrait servir pour les deux combustibles.

2.A.1 **Méthode 1 : méthode des combustibles de composition non variable et des biocombustibles**

Cette méthode utilise les valeurs de pouvoir calorifique supérieur indiquées par le fournisseur ou mesurées à l'installation. Calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 selon l'équation 2-1 à l'équation 2-6. Si les paramètres requis pour l'équation 2-1, l'équation 2-2, l'équation 2-4, l'équation 2-5 et l'équation 2-6 ne sont pas disponibles pour les sources de transport sur place, calculer la masse des émissions de CO_2 par la méthode propre à l'installation présentée au paragraphe 2.A.1.d.

2.A.1.a Combustibles de composition non variable

Utiliser l'équation 2-1 et l'équation 2-2 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de combustibles de composition non variable et biocombustible à partir des coefficients d'émissions de CO_2 indiqués au tableau 2-1 à tableau 2-3. Les combustibles de composition non variable sont le propane, l'éthane, le butane, l'essence et le diesel. Les biocombustibles sont l'éthanol, le biodiesel, le bois et les déchets ligneux et la liqueur noire.

Équation 2-1 : combustibles de composition non variable – équation fondée sur l'énergie

$$\boldsymbol{CO_{2\,i\,s} = \sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p} \times PCSC_{i\,p} \times CD_{1\,i} \times 10^{-6}}$$

ou

Équation 2-2 : combustibles de composition non variable – équation fondée sur le dioxyde de carbone

$$\boldsymbol{CO_{2\,i\,s} = \sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p} \times CD_{2\,i} \times 10^{-3}}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i\,s}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 d'un certain type de combustible « i » (en tonnes).

$\mathbf{n}$ = nombre de mesures du contenu calorifique du combustible dans l'année civile, comme indiqué à la section 2.C.

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = masse ou volume de combustible brûlé de type « i » durant la période de mesure « p » (masse exprimée en tonnes pour le combustible solide, volume en kilolitres pour le combustible liquide ou volume en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa pour le combustible gazeux), comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.2.

$\mathbf{PCSC_{i\,p}}$ = pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « i » pour la période de mesure « p » (mégajoules/tonne pour le combustible solide, mégajoules/kilolitre pour le combustible liquide, ou mégajoules/mètre cube, à 15 °C et 101,325 kPa, pour le combustible gazeux), comme il est indiqué à la section 2.C.1 et 2.C.3.

$\mathbf{CD_{1\,i}}$ = coefficient d'émission de CO_2 propre au type de combustible « i » indiqué du tableau 2-1 au tableau 2-3, unités d'énergie.

$\mathbf{CD_{2\,i}}$ = coefficient d'émission de CO_2 propre au type de combustible « i » indiqué du tableau 2-1 au tableau 2-3, unités physiques.

$\mathbf{10^{-3}}$ = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

Tableau 2-1 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour l'éthane, le propane et le butane

Combustible	Coefficient d'émission de CO_2[1]	
	kg/kl	g/MJ
Éthane	986	57,3
Propane	1 515	59,9
Butane	1 747	61,4

[1] McCann (2000)

Tableau 2-2 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour le diesel, l'essence, l'éthanol et le biodiesel

Combustible	Coefficients d'émissions de CO_2[1]	
	kg/kl	g/MJ
Diesel[1]	2 681	69,9
Essence[1]	2 307	69,0
Éthanol[1,2]	1 508	64,4
Biodiesel[1,3]	2 472	70,3

[1] Environnement et Changement climatique Canada (2017b).
[2] Tiré de Haynes (2016).
[3] Tiré de BioMer (2005).

Tableau 2-3 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour la biomasse solide

Combustible issu de la biomasse	Coefficients d'émissions de CO_2	
	g/kg	g/MJ
Bois de chauffage / déchets ligneux[1]	840	46,7
Liqueur noire[2]	891	63,6

[1] Adapté de l'EPA (2003), selon l'hypothèse d'une teneur en humidité de 50 % et d'un pouvoir calorifique supérieur de 10,47 MJ/kg.
[2] Adapté de NCASI (2010).

2.A.1.b Combustibles de la biomasse

Utiliser l'équation 2-3 pour calculer la masse de CO_2 provenant de l'utilisation de biocombustibles pour produire de la vapeur en appliquant les coefficients d'émissions indiqués au tableau 2-3.

Équation 2-3 : combustibles de la biomasse solide

$$\boldsymbol{CO_{2\,i} = Vapeur \times B \times CD_i \times 10^{-6}}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant du chaque type de biocombustible solide « i » (en tonnes).

$\mathbf{Vapeur}$ = masse totale de vapeur générée par le combustible de biomasse solide de type « i » pour l'année de déclaration (en tonnes de vapeur).

$\mathbf{B}$ = rapport de la capacité nominale d'apport de chaleur de la chaudière sur la capacité nominale de production de vapeur (mégajoules/tonne de vapeur).

$\mathbf{CD_i}$ = coefficient d'émission du biocombustible solide de type « i », indiqué au tableau 2-3, le cas échéant (en g de CO_2/mégajoule), ou coefficient d'émission propre à l'installation établi par des mesures et mis à jour au moins tous les trois ans comme il est indiqué à la section 2.C.1(8).

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

2.A.1.c Transport sur place

Calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant du transport sur place selon l'équation 2-4, l'équation 2-5 et l'équation 2-6, ou par la méthode du coefficient d'émission propre au transport sur place décrite à la section 2.A.1.d uniquement lorsque les données sur la consommation de carburant pour l'équation 2-1 ne sont pas disponibles. Lorsque les quantités de combustible ou les pouvoirs calorifiques supérieurs ne sont ni mesurés ni indiqués par le fournisseur de combustible, utiliser l'équation 2-4, l'équation 2-5 et l'équation 2-6. Ces méthodes utilisent les heures de fonctionnement de chacun des équipements de transport de l'installation pour le calcul de la masse totale de CO_2.

Équation 2-4 : transport sur place par type d'équipement

$$E_{CO_2\,i\,k\,q} = (h_{i\,k} \times pc_{i\,k} \times FC_{i\,k} \times PCSDC_{i\,k} \times 10^{-3}) \times PCSC_{i\,q} \times CD_{1\,i} \times 10^{-6}$$

ou

Équation 2-5 : transport sur place par type d'équipement – équation fondée sur le dioxyde de carbone

$$E_{CO_2\,i\,k\,q} = (h_{i\,k} \times pc_{i\,k} \times FC_{i\,k} \times PCSDC_{i\,k}) \times CD_{2\,i} \times 10^{-6}$$

Équation 2-6 : transport sur place

$$E_{Totale\,CO_2} = \sum_{q=1}^{4} \left(\sum_{k} E_{CO_2\,i\,k\,q} \right)$$

Où:

$E_{CO2\,i\,k\,q}$ = masse trimestrielle « q » des émissions de CO_2 provenant de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en tonnes).

$h_{i\,k}$ = nombre d'heures de fonctionnement trimestrielles de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustion de combustibles « i » (en heures).

$pc_{i\,k}$ = puissance nominale de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en HP).

$FC_{i\,k}$ = facteur de charge de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (adimensionnel; oscille entre zéro et un).

$PCSDC_{i\,k}$ = consommation spécifique de carburant par HP de puissance utile de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en litres/HP-heure).

$PCSC_{i\,q}$ = Valeur calorifique supérieure du type de carburant « i » (MJ/kl) par période trimestrielle « q », comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.3.

$\mathbf{CD_{1\,i}}$ = coefficient d'émission par type de combustible « i » (g CO_2/MJ), indiqué au tableau 2-2, unités d'énergie.

$\mathbf{CD_{2\,i}}$ = coefficient d'émission par type de combustible « i » (kg CO_2/kl), indiqué au tableau 2-2, unités physiques.

$\mathbf{E_{Totale\ CO2}}$ = masse annuelle totale des émissions de CO_2 par type de combustible « i », pour tout l'équipement de transport sur place « k » (en tonnes).

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

$\mathbf{10^{-3}}$ = facteur de conversion des litres en kilolitres.

2.A.1.d Méthode propre à l'installation pour le transport sur place

Méthode propre à l'installation de transport sur place : si les variables requises pour l'équation 2-4, l'équation 2-5 et l'équation 2-6 ne sont pas disponibles pour les sources de transport sur place, calculer la masse des émissions de CO_2 par la méthode qui suit, qui utilise la méthode propre à l'installation. Procéder à l'analyse de la consommation horaire de combustible des sources de transport de l'installation au cours d'une plage représentative d'activité :

(a) recueillir et analyser des données sur un éventail de conditions d'exploitation typiques des sources de transport sur place de l'installation pour chaque type d'équipement de transport sur place en activité au cours de l'année civile;

(b) calculer le taux horaire moyen de consommation de combustible pour chaque éventail d'activités typiques;

(c) déterminer le nombre d'heures de chaque type d'activité de l'installation dans l'année civile;

(d) calculer la masse annuelle totale d'émissions mobiles en multipliant les heures d'activité par le taux de consommation moyen de combustible et le coefficient d'émission propre au combustible indiqué pour chacune des activités typiques.

Documenter la méthode employée.

2.A.2 **Méthode 2 : méthode des combustibles fossiles de composition variable**

Calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 pour chaque type de combustible de composition variable à partir des mesures de la teneur en carbone ou de la fraction molaire de carbone du combustible (pour les combustibles gazeux seulement) réalisées sur place ou indiquées par le fournisseur de combustible et de la quantité de combustible brûlé.

2.A.2.a Combustibles solides

Utiliser l'équation 2-7 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de chaque type de combustible solide brûlé.

Équation 2-7 : combustibles solides

$$\boldsymbol{CO_{2\,i} = \sum_{p=1}^{n} 3,664 \times Combustible_{i\,p} \times TC_{i\,p}}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible solide de type « i », exprimée en tonnes.

$\mathbf{n}$ = nombre de déterminations de la teneur en carbone pour l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.C pour le combustible solide de type « i ».

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = quantité totale de combustible solide de type « i » brûlé au cours de la période de mesure « p » (en tonnes), comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.2.

$\mathbf{TC_{i\,p}}$ = teneur en carbone de combustible solide de type « i », obtenue à partir des résultats d'analyse de combustible pour la période de mesure « p », exprimée en fraction de masse décimale comme il est indiqué à la section 2.C.4.

$\mathbf{3,664}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

2.A.2.b Combustibles de la biomasse solide

Utiliser l'équation 2-8 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant du brûlage de chaque type de biocombustibles solides dans des unités produisant de la vapeur, ou utiliser l'équation 2-7 (basée sur la teneur en carbone).

Équation 2-8 : combustibles de biomasse solide

$$CO_{2\,i} = Vapeur \times CD_i \times 10^{-3}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant du brûlage de biocombustibles solides de type « i » (en tonnes).

$\mathbf{Vapeur}$ = masse totale de vapeur générée par le combustible de biomasse solide de type « i » pendant l'année de déclaration (en tonnes de vapeur).

$\mathbf{CD_i}$ = coefficient d'émission mesuré du biocombustible solide de type « i », le cas échéant (en kg de CO_2/tonne de vapeur), corrigé au moins tous les trois ans.

$\mathbf{10^{-3}}$ = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

2.A.2.c Combustibles liquides

Utiliser l'équation 2-9 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de chaque type de combustible liquide brûlé.

Équation 2-9 : combustibles liquides

$$CO_{2\,i} = \sum_{p=1}^{n} 3,664 \times Combustible_{i\,p} \times TC_{i\,p}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de la consommation du combustible liquide de type « i » (en tonnes).

$\mathbf{n}$ = nombre de déterminations de la teneur en carbone requises pour l'année civile pour le combustible liquide de type « i », comme il est indiqué à la section 2.C.

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = volume de combustible liquide de type « i » brûlé au cours de la période de mesure « p » (en kilolitres), comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.2.

$\mathbf{TC_{i\,p}}$ = teneur en carbone de combustible liquide de type « i », tirée des résultats d'analyse de combustible pour la période de mesure « p » (en tonnes de C par kilolitre de combustible), comme il est indiqué à la section 2.C.4.

$\mathbf{3,664}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

2.A.2.d Combustibles gazeux

Utiliser l'équation 2-10 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de chaque type de combustible gazeux brûlé. Pour le gaz naturel seulement, l'équation 2-11 peut être utilisée lorsque la teneur en carbone pour l'équation 2-10 n'est pas disponible. Pour ces équations, les volumes de combustibles doivent être ceux déterminés dans des conditions normales (15°C et 101,325 kPa).

Lorsque le volume du combustible gazeux est déterminé dans des conditions anormales, soit une température se situant entre -50°C et 80°C ou une pression allant de 10 kPa à 500 kPa, convertir le volume à l'aide de l'équation des gaz parfaits, soit l'équation 2-12. Dans les cas où une conversion a été faite à partir d'autres températures et pressions ou des quantités liquides ont été converties en volumes de gaz, il est nécessaire de joindre une courte description de la méthode utilisée.

Équation 2-10 : tous les combustibles gazeux

$$\boldsymbol{CO_{2\,i} = \sum_{p=1}^{n} 3,664 \times Combustible_{i\,p} \times TC_{i\,p} \times 10^{-3}}$$

Où :

$\mathbf{CO_{2\,i}}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible gazeux de type « i », exprimée en tonnes.

$\mathbf{n}$ = nombre de déterminations de la teneur en carbone pour l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.C le combustible gazeux de type « i ».

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = volume de combustible gazeux de type « i » brûlée au cours de la période « p » (mètres cubes à 15 °C et 101,325 kPa), section 2.C.1 et section 2.C.2.

$\mathbf{TC_{i\,p}}$ = teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de combustible gazeux de type « i », obtenue à partir des résultats de l'analyse de combustible visant la période « p » (en kg de C par mètre cube à 15 °C et 101,325 kPa), comme il est indiqué à la section 2.C.4.

$\mathbf{3,664}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

$\mathbf{10^{-3}}$ = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

Équation 2-11 : gaz naturel

$$CO_{2\,GZ} = \sum_{p=1}^{n} Combustible_p \times \left(60,554 \times PCSC_p - 404,15\right) \times 10^{-6}$$

Où :

$CO_{2\,GZ}$ = masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de la combustion de gaz naturel, exprimée en tonnes.

n = nombre de mesures du contenu calorifique au cours de l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.C.

$Combustible_p$ = volume de gaz naturel brûlé au cours de la période de mesure « p » (mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa), comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.2.

$PCSC_p$= pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel au cours de la période de mesure « p » (mégajoules/mètres cubes, à 15 °C et à 101,325 kPa), comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.3.

$(60,554 \times PCSC_p - 404,15)$ = formule empirique (g de CO_2/mètre cube de gaz naturel) qui représente une relation très étroite entre le dioxyde de carbone et le volume de gaz naturel; cette relation est établie à l'aide d'une valeur calorifique supérieure et d'un ensemble de données distinctes où la pente est de 60,554 et le point d'interception est 404,15.

10^{-6} = facteur de conversion des grammes en tonnes.

Équation 2-12 : équation des gaz parfaits

$$Combustible_{STP} = \frac{P_m \times Combustible_m \times T_{TPN}}{T_m \times P_{TPN}}$$

Où :

$Combustible_{TPN}$ = volume du combustible gazeux à une température et une pression normales (volume en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa).

P_m = mesure du volume de la pression de gaz, en kPa.

$Combustible_m$ = mesure du volume du combustible gazeux, à P_m, en mètres cubes.

T_{TPN} = température normale, 288,15 °K.

T_m = mesure de la température du volume de gaz, V_m, en degrés Kelvin.

P_{TPN} = pression normale, 101,325 kPa.

2.A.2.e Transport sur place

Se reporter à l'équation 2-1 ou à l'équation 2-4 et à l'équation 2-6 de la section 2.A.1.a pour calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant du transport sur place. Dans le cas de combustibles de composition non variable, déterminer la teneur en carbone de chaque type de combustible liquide « i » selon la méthode d'analyse du combustible de la section 2.C.4 pour utiliser ensuite l'équation 2-9 ou calculer les coefficients d'émissions propres au matériel de transport sur place applicables à l'équation 2-4 ou à la méthode présentée à la section 2.A.1.d.

2.A.3 **Méthode 3 : système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE)**

Calculer la masse annuelle des émissions de CO_2 provenant de tous les combustibles brûlés dans une unité de combustion fixe à partir des données d'un SMECE, comme il est indiqué aux paragraphes 2.A.3(1) à 2.A.3(7). Cette méthode nécessite un dispositif de mesure de la concentration de CO_2 et un sous-système de contrôle de débit, sauf indication contraire comme il est indiqué au paragraphe 2.A.3(3). Dans le cas des SMECE, il faut procéder conformément à la *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* (juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012E-PDF).

(1) Dans le cas d'une installation utilisant un SMECE par souci de conformité à un règlement fédéral, provincial ou local, utiliser les concentrations de CO_2 ou d'O_2 et les mesures de débit de gaz de combustion pour déterminer les émissions massives horaires de CO_2 conformément aux méthodes indiquées dans la *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* (juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012E-PDF).

(2) Calculer les émissions massives annuelles de CO_2 pour l'année de déclaration, exprimées en tonnes, en fonction de la somme des émissions massives horaires de CO_2 durant l'année civile.

(3) Les exploitants d'installation peuvent utiliser un dispositif de mesure de la concentration d'oxygène (O_2) plutôt qu'un dispositif de mesure de la concentration de CO_2 dans un SMECE installé avant le 1er janvier 2012 pour déterminer les concentrations horaires de CO_2, et ce, si l'effluent gazeux mesuré par le SMECE ne contient que des produits de combustion (c.-à-d. qu'aucune émission de CO_2 issue de procédés ou d'un dispositif de contrôle de gaz acide n'est mélangée aux produits de combustion) et seulement si les combustibles suivants sont brûlés dans l'unité: charbon, coke de pétrole, produits pétroliers raffinés ou non, gaz naturel, carburants produits à l'interne (non commercialisables), propane, butane, écorce ou déchets ligneux.

De plus :

(a) Dans le cas d'unités qui brûlent des combustibles dérivés de matières résiduelles (tels que définis dans les Dispositions générales et incluant les déchets municipaux solides), le calcul des émissions ne doit pas se baser sur les concentrations d'O_2.

(b) Dans le cas d'installations qui brûlent des biocombustibles et pour lesquelles les concentrations d'O_2 servent au calcul des concentrations de CO_2, il faut démontrer par des contrôles à la source annuels que le ratio entre les concentrations de CO_2 calculées et les concentrations de CO_2 mesurées satisfait aux exigences de vérification de l'exactitude relative (VER) énoncées dans la *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* (juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012E-PDF).

(4) Si des biocombustibles et des combustibles fossiles (même ceux qui sont en partie des biocombustibles) sont brûlés durant l'année, déterminer les émissions massives biogéniques de CO_2 séparément, comme il est indiqué à section 2.A.4.

(5) Pour toute unité utilisant les données d'un SMECE, les émissions de CO_2 provenant de procédés industriels et celles provenant d'installations de combustion fixes doivent être fournies séparément. Déterminer les quantités annuelles de chaque type de combustible fossile et de biocombustible brûlé selon la méthode d'échantillonnage de combustible indiquée aux sections 2.C.1 et 2.C.2.

(6) S'il est décidé pour une installation assujettie aux exigences de mesure continue des émissions gazeuses d'ajouter des appareils à un SMECE existant aux fins de mesure des concentrations de CO_2 ou des effluents gazeux, choisir et faire fonctionner les appareils conformément aux exigences appropriées à l'installation et aux dispositions en vigueur au Canada[1,2].

(7) Dans le cas d'une installation non dotée de SMECE pour laquelle il a été décidé d'installer un tel système pour mesurer les concentrations de CO_2, choisir et faire fonctionner le SMECE selon les exigences appropriées ou celles équivalentes en vigueur au Canada[1,2]. Les SMECE ajoutés sont assujettis aux spécifications énoncées aux paragraphes 2.A.3(1) à 2.A.3(5), le cas échéant.

2.A.4 **Émissions de CO_2 provenant de la combustion de mélanges de biomasse et de combustibles fossiles**

Utiliser les méthodes décrites dans la présente section pour estimer les émissions biogéniques de CO_2 provenant d'unités brûlant un mélange de biocombustibles et de combustibles fossiles, y compris des combustibles dérivés de matières résiduelles (p. ex., déchets ligneux, pneus et autres) qui sont en partie des biocombustibles.

(1) Si le CO_2 n'est pas mesuré par un SMECE et si l'installation brûle des biocombustibles ne renfermant pas de combustibles dérivés de matières résiduelles, utiliser la méthode 1 ou 2, le cas échéant, pour calculer les émissions massiques biogéniques annuelles de CO_2 provenant du brûlage de biocombustibles. Déterminer la masse de biomasse brûlée soit à partir des registres de la compagnie ou, dans le cas de combustibles prémélangés renfermant des biocombustibles et des combustibles fossiles (p. ex., les mélanges contenant du biodiesel), de la meilleure information sur les fournisseurs accessible et étayer la marche à suivre.

(2) Lorsqu'un SMECE est utilisé pour mesurer le CO_2 (ou l'O_2 comme élément auxiliaire) et que l'installation brûle des biocombustibles ne contenant pas de combustibles dérivés de matières résiduelles, utiliser la méthode 1 ou 2 pour calculer les émissions massives annuelles de CO_2 provenant de la combustion de combustibles fossiles. Calculer les émissions de biocombustible en soustrayant les émissions associées aux combustibles fossiles des émissions totales de CO_2 établies par la méthode du SMECE.

(3) Lorsque les combustibles ou mélanges de combustibles brûlés renferment une fraction de biomasse inconnue ou non démontrable (p. ex. déchets ligneux ou combustible dérivé de pneus), ou des biocombustibles pour lesquels aucun coefficient d'émission de CO_2 n'est indiqué au tableau 2-3, utiliser l'une des méthodes suivantes pour estimer les émissions biogéniques de CO_2 :

---

[1] *Protocols and Performances Specification For Continuous Monitoring Of Gaseous Emissions From Thermal Power Generation*, Report EPS 1/PG/&, Revised December 2005

[2] *Reference Method for Source Testing: Quantification of Carbon Dioxide Releases by Continuous Emission Monitoring Systems from Thermal Power Generation*, Cat. No.: En14-46/1-2012E-PDF, June 2012

(a) Utiliser la méthode 2 ou 3 pour calculer les émissions massiques annuelles totales de CO_2, le cas échéant.

(b) Déterminer la portion biogénique des émissions de CO_2 conformément à la norme ASTM D6866-16, *Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis*. Cette norme ne s'applique pas aux combustibles contenant moins de 5 % de biomasse par poids ni à ceux dérivés de matières résiduelles qui représentent moins de 30 % par poids de la quantité totale de combustibles brûlés au cours de l'année de déclaration des émissions, sauf si la personne intéressée souhaite déclarer une fraction biocombustible des émissions de CO_2.

(c) Procéder à l'analyse d'échantillons de combustible ou de gaz d'échappement représentatifs au moins tous les trois mois conformément à la norme ASTM D6866-16. Prélever les échantillons de gaz d'échappement durant une période minimale de 24 heures consécutives conformément à la norme ASTM D7459-08(2016), *Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources*. Si des déchets municipaux solides sont brûlés, analyser les effluents d'échappement conformément à la norme ASTM D6866-16.

(d) Répartir le total des émissions de CO_2 entre les biocombustibles et les combustibles autres selon les proportions moyennes des échantillons analysés annuellement pour lesquels les émissions sont déclarées.

(e) Lorsqu'une même installation possède une source de combustible commune pour de multiples unités, il est possible de procéder à l'analyse prescrite à la norme ASTM D6866-16 pour une seule unité.

2.B Émissions de CH_4 et de N_2O provenant de la combustion de combustibles

Calculer la masse annuelle des émissions annuelles de CH_4 et de N_2O provenant de sources de combustion de chaque type de combustible, par les méthodes indiquées dans la présente section.

(1) Utiliser l'équation 2-13 ou l'équation 2-14 pour calculer les émissions annuelles de CH_4 et de N_2O, lorsque le pouvoir calorifique supérieur de chaque combustible (PCSC) est mesuré directement ou qu'il est indiqué par le fournisseur de combustible et lorsque les coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O sont indiqués aux tableau 2-4 à tableau 2-11, ou que l'installation a déterminé les coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O propres aux combustibles.

Équation 2-13 : méthodes de calcul du pouvoir calorifique supérieur du CH_4 et du N_2O, en unités d'énergie

$$\boldsymbol{CH_{4\,i}\ ou\ N_2O_i\ =\ \sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p} \times PCSC_{i\,p} \times 10^{-3} \times CD_{1\,i} \times 10^{-6}}$$

OU

Équation 2-14 : méthodes de calcul du pouvoir calorifique supérieur du CH_4 et du N_2O, en unités physiques

$$CH_{4\,i}\ ou\ N_2O_i = \sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p} \times CD_{2\,i} \times k$$

Où :

$\mathbf{CH_{4\,i}}$ ou $\mathbf{N_2O_i}$ = masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O pour le combustible de type « i », en tonnes de CH_4 ou de N_2O par année.

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = masse ou volume du combustible de type « i » brûlé durant la période de mesure « p » (masse en tonnes pour le combustible solide, volume en kilolitres pour le combustible liquide ou volume en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa, pour le combustible gazeux).

$\mathbf{PCSC_{i\,p}}$ = pouvoir calorifique supérieur mesuré directement ou indiqué par le fournisseur de combustible pour la période de mesure « p » du combustible de type « i » (en mégajoules par tonne pour le combustible solide, en mégajoules par kilolitre pour le combustible liquide ou en mégajoules par mètre cube à 15 °C et 101,325 kPa pour le combustible gazeux).

$\mathbf{CD_{1\,i}}$ = coefficient d'émission de CH_4 ou de N_2O par type de combustible « i » indiqués du tableau 2-4 au tableau 2-11, unités d'énergie.

$\mathbf{CD_{2\,i}}$ = coefficient d'émission de CH_4 ou de N_2O par type de combustible « i » indiqués du tableau 2-4 au tableau 2-11, unités physiques.

$\mathbf{n}$ = nombre de périodes de mesure dans l'année civile.

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

$\mathbf{10^{-3}}$ = facteur de conversion des mégajoules en gigajoules.

$\mathbf{k}$ = $\mathbf{10^{-3}}$ pour le combustible liquide ou le combustible solide, facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

$\mathbf{k}$ = $\mathbf{10^{-6}}$ pour le combustible gazeux, facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

Tableau 2-4 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le gaz naturel

Source	Coefficients d'émissions pour le gaz naturel[1]			
	CH_4 g/m³	N_2O g/m³	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Services publics	0,49	0,049	13	1,3
Industrie	0,037	0,033	0,98	0,87
Consommation par le producteur (non marchand)[2]	6,4	0,06	140	1,3
Pipelines	1,9	0,05	50	1,3
Ciment	0,037	0,034	0,98	0,90
Industries manufacturières	0,037	0,033	0,98	0,87
Résidentiel, construction, commercial et institutionnel, agriculture	0,037	0,035	0,98	0,92
Transport sur le site[3]	9	0,06	0,2	0,002

[1] SGA Energy (2000).
[2] Adapté de l'EPA (1996b) et de l'ACPP (1999).
[3] Adapté de GIEC (2006).

Tableau 2-5 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour l'éthane, le propane et le butane

Type de combustibles	Coefficient d'émission [1] (g/l)			
	CH_4 kg/kl	N_2O kg/kl	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Éthane	0,024	0,108	1,4	6,3
Propane				
Industrie	0,024	0,108	0,95	4,3
Transport sur le site[2,3]	0,64	0,087	16	2,2
Butane	0,024	0,108	0,84	3,8

[1] SGA Energy (2000).
[2] Oak Leaf Environmental (2017).
[3] Adapté de GIEC (2006).

Tableau 2-6 : Coefficients d'émissions de CH_4 et N_2O pour les produits pétroliers raffinés et les biocombustibles

Combustible par source et par technologie	Coefficient d'émission			
	CH_4 kg/kl	N_2O kg/kl	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Diesel[1]				
<19 kW	0,073	0,02	1,9	0,58
>=19 kW, paliers 1-3	0,073	0,02	1,9	0,58
>= 19 kW, palier 4	0,073	0,23	1,9	5,9
Essence[1]				
À 2 temps	10,6	0,013	300	0,36
À 4 temps	5,08	0,064	150	1,8
Mazout léger[2]				
Services publics	0,18	0,031	4,6	0,80
Industrie	0,006	0,031	0,2	0,80
Foresterie, construction, administration publique, et commercial et industriel	0,026	0,031	0,67	0,80
Mazout lourd[2]				
Services publics	0,034	0,064	0,80	1,5
Industrie	0,12	0,064	2,8	1,5
Foresterie, construction, administration publique, et commercial et industriel	0,057	0,064	1,3	1,5
Kérosène[2]				
Services publics	0,006	0,031	0,2	0,83
Industrie	0,006	0,031	0,2	0,83
Foresterie, construction, administration publique, et commercial et industriel	0,026	0,031	0,70	0,83
Éthanol	*	*	*	*
Biodiesel	**	**	**	**

[1] Oak Leaf Environmental (2017).
[2] SGA Energy (2000).
* Les coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour l'essence (par mode et par technologie) sont utilisés pour l'éthanol.
** Les coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le diesel (par mode et par technologie) sont utilisés pour le biodiesel.

Tableau 2-7 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le charbon, le coke et le gaz de four à coke

Source par type de charbon et par région	Coefficient d'émission[1]			
	CH_4 g/kg	N_2O g/kg	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Services publics				
Anthracite	0,02	0,03	0,8	1
Bitumineux canadien	0,02	0,03	0,8	1
Bitumineux étranger	0,02	0,03	0,7	1
Lignite				
Saskatchewan	0,02	0,03	1	2
Toutes les autres provinces	0,02	0,03	1	2
Subbitumineux				
Manitoba, Ontario	0,02	0,03	1	1
Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan	0,02	0,03	1	2
Toutes les autres provinces	0,02	0,03	1	2
Industrie et centrales de production de chaleur et de vapeur				
Anthracite	0,03	0,02	1	0,7
Bitumineux canadien	0,03	0,02	1	0,7
Bitumineux étranger	0,03	0,02	1	0,7
Lignite				
Saskatchewan	0,03	0,02	2	1
Toutes les autres provinces	0,03	0,02	2	1
Subbitumineux				
Manitoba, Ontario	0,03	0,02	1	1
Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan	0,03	0,02	2	1
Toutes les autres provinces	0,03	0,02	2	1

Source par type de charbon et par région	Coefficient d'émission[1]			
	CH_4 g/kg	N_2O g/kg	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Résidentiel, administration publique				
Anthracite	4	0,02	100	0,7
Bitumineux canadien	4	0,02	100	0,7
Bitumineux étranger	4	0,02	100	0,7
Lignite				
Saskatchewan	4	0,02	200	1
Toutes les autres provinces	4	0,02	200	1
Subbitumineux				
Manitoba, Ontario	4	0,02	200	1
Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan	4	0,02	200	1
Toutes les autres provinces	4	0,02	200	1
Coke	0,03	0,02	1	0,7
Gaz de four à coke	g/m³		g/GJ	
	0,04	0,04	2	2

[1] SGA Energy (2000).

Tableau 2-8 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le coke de pétrole

Coke de pétrole	Coefficient d'émission[1]			
	CH_4		N_2O	
	kg/m³	g/GJ	kg/m³	g/GJ
Usines de valorisation	0,12	3,0	0,024	0,59
Raffineries et autres	0,12	2,6	0,028	0,59

[1] Adapté de GIEC (2006).

Tableau 2-9 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les gaz de distillation

Combustible	Coefficient d'émission			
	CH_4		N_2O	
	g/m³	g/GJ	g/m³	g/GJ
Gaz de distillation[1,2]	0,031	0,91	0,02	0,6

[1] Adapté de GIEC (2006) et CIEEDAC (2014).
[2] SGA (2000).

Tableau 2-10 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les combustibles résiduaires industriels utilisés par les cimenteries

Combustible	Coefficient d'émission[1]	
	CH_4	N_2O
	kg/GJ	kg/GJ
Résiduaires industriels utilisés	0,03	0,004

1. Adapté du GIEC (2006).

Tableau 2-11 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les combustibles de la biomasse

Combustibles de la biomasse	Coefficients d'émissions			
	CH_4 g/kg	N_2O g/kg	CH_4 g/GJ	N_2O g/GJ
Bois de chauffage/ déchets ligneux[1]	0,09	0,06	5	3
Liqueur noire[2]	0,02	0,02	1	1

1. Adapté de l'EPA (2003).
2. Adapté du GIEC (2006).

(2) Utiliser l'équation 2-15, l'équation 2-16 et l'équation 2-17 pour calculer les émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O provenant du transport sur le site pour chaque type de combustible et les coefficients d'émissions présentés au tableau 2-6.

Équation 2-15 : transport sur place par type d'équipement, en unités d'énergie

$$E_{g\,i\,k\,q} = (h_{i\,k} \times pc_{i\,k} \times FC_{i\,k} \times PCSDC_{i\,k}) \times PCSC_{i\,q} \times CD_{1\,g\,i} \times 10^{-6}$$

ou

Équation 2-16 : transport sur place par type d'équipement, en unités physiques

$$E_{g\,i\,k\,q} = (h_{i\,k} \times pc_{i\,k} \times FC_{i\,k} \times PCSDC_{i\,k}) \times CD_{2\,g\,i} \times 10^{-6}$$

Équation 2-17 : transport sur place

$$E_{Totale\,g\,i} = \sum_{q=1}^{4} \left(\sum_{k} E_{g\,i\,k\,q} \right)$$

Où:

$E_{g\,i\,k\,q}$ = masse trimestrielle « q » des émissions de gaz à effet de serre « g » (CH_4 ou N_2O) provenant de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en tonnes).

$h_{i\,k}$ = nombre d'heures de fonctionnement trimestrielles de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustion de combustibles « i » (en heures).

$pc_{i\,k}$ = puissance nominale de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en HP).

$FC_{i\,k}$ = facteur de charge de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (adimensionnel; oscille entre zéro et un).

$PCSDC_{i\,k}$ = consommation spécifique de carburant par HP de puissance utile de chaque type d'équipement de transport sur place « k » et de combustible « i » (en litres/HP-heure).

$PCSC_{i\,q}$ = valeur calorifique supérieure du type de carburant « i » (MJ/kl) par période trimestrielle « q », comme il est indiqué aux sections 2.C.1 et 2.C.3.

$CD_{1\,g\,i}$ = coefficient d'émission par type de combustible « i », indiqué au tableau 2-6, en unités d'énergie.

$CD_{2\,g\,i}$ = coefficient d'émission par type de combustible « i », indiqué au tableau 2-6, en unités physiques.

$E_{Totale\,g\,i}$ = masse annuelle totale des émissions de gaz à effet de serre « g » (CH_4 ou N_2O) par type de combustible « i », pour tout l'équipement de transport sur place « k » (en tonnes).

10^{-6} = facteur de conversion de grammes à tonnes.

(3) Méthode propre à l'installation de transport sur place : si les variables requises pour l'équation 2-15 et l'équation 2-17 ne sont pas disponibles pour les sources de transport sur place, calculer la masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O par la méthode propre à l'installation qui suit. Procéder à l'analyse de la consommation horaire de combustible des sources de transport de l'installation au cours d'une plage représentative d'activité :

(a) recueillir et analyser des données sur un éventail de conditions d'exploitation typiques des sources de transport sur place de l'installation pour chaque type d'équipement de transport sur place en activité au cours de l'année civile;

(b) calculer le taux horaire moyen de consommation de combustible pour chaque éventail d'activités typiques;

(c) déterminer le nombre d'heures de chaque type d'activité de l'installation dans l'année civile;

(d) calculer la masse annuelle totale d'émissions mobiles en multipliant les heures d'activité par le taux de consommation moyen de combustible et le coefficient d'émission propre au combustible indiqué pour chacune des activités typiques.

Documenter la méthode employée.

(4) Utiliser l'équation 2-18 pour calculer la masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O pour chaque type de combustible, si les coefficients d'émissions de CH_4 ou de N_2O ont été déterminés par contrôle à la source. Toute méthode employée afin de calculer les coefficients d'émissions propres à l'installation doit être documentée.

Équation 2-18 : méthode des coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O

$$CH_{4\,i}\ or\ N_2O_i = \sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p} \times CD_{2\,i} \times 10^{-6}$$

Où :

$CH_{4\,i}$ ou N_2O_i = masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O d'un certain type de combustible « i », en tonnes de CH_4 ou de N_2O par année.

$Combustible_{i\,p}$ = masse ou volume de chaque type de combustible « i » brûlé durant la période de mesure « p » (masse en tonnes pour le combustible solide, volume en kilolitres pour le combustible liquide ou volume en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa pour le combustible gazeux), comme il est indiqué à la section 2.C.

$CD_{2\,i}$ = coefficient d'émissions de CH_4 ou de N_2O pour le type de combustible « i », mesuré directement ou indiqué par le fournisseur de combustible ou l'équipementier (en grammes de CH_4 ou de N_2O par unité de combustible).

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.C.1.

10^{-6} = facteur de conversion des grammes en tonnes.

(5) Utiliser l'équation 2-19 pour estimer les émissions de CH_4 et de N_2O provenant du brûlage de biomasse.

Équation 2-19 : méthode des coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour la biomasse

$$\boldsymbol{CH_4\ ou\ N_2O\ =\ Vapeur \times B \times CD \times 10^{-6}}$$

Où :

$\mathbf{CH_4}$ ou $\mathbf{N_2O}$ = masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O provenant du brûlage de biomasse (en tonnes).

$\mathbf{Vapeur}$ = masse totale de vapeur générée par le brûlage de biomasse durant l'année de déclaration (tonnes de vapeur).

$\mathbf{B}$ = rapport de la capacité nominale d'apport de chaleur de la chaudière sur la capacité nominale de production de vapeur (en mégajoules/tonne de vapeur).

$\mathbf{CD}$ = coefficient d'émission de CH_4 ou de N_2O propre au combustible selon le tableau 2-11, le cas échéant (en grammes par mégajoule).

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

(6) Calculer les émissions liées au transport sur le site pour chaque combustible liquide absent du tableau 2-6 en calculant les coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O propres à l'équipement de transport sur le site afin d'utiliser l'équation 2-18 ou la méthode décrite dans les sections 2.B(2) et 2.B(3).

(a) Documenter la méthode employée lors du calcul des coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O propres à l'équipement.

(7) Utiliser l'équation 2-20 pour estimer la masse annuelle des émissions de CH_4 et de N_2O des unités qui utilisent la méthode 3 et pour lesquelles l'apport de chaleur est mesuré tout au long de l'année.

(a) Si un seul type de combustible est brûlé durant l'exploitation normale, substituer l'apport de chaleur annuel cumulatif provenant de la consommation du combustible dans l'équation 2-20 de la présente section pour calculer les émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O.

(b) Si plus d'un type de combustible indiqué est brûlé durant l'exploitation normale, utiliser l'équation 2-20 de la présente section pour calculer les émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O de chaque combustible.

Équation 2-20 : méthodes des émissions de CH_4 et de N_2O des SMECE

$$CH_{4\,i}\ or\ N_2O_i\ =\ (AC)_{A\,i} \times CD_i \times 10^{-6}$$

Où :

$\mathbf{CH_{4\,i}}$ ou $\mathbf{N_2O_i}$ = masse annuelle des émissions de CH_4 ou de N_2O provenant de la consommation d'un type précis de combustible, exprimée en tonnes.

$\mathbf{(AC)_{A\,i}}$ = apport de chaleur annuel cumulatif du combustible (en mégajoules), indiqué par type de combustible « i ».

$\mathbf{CD_i}$ = coefficient d'émission de CH_4 ou de N_2O propre au combustible par type de combustible « i », indiqué du tableau 2-4 au tableau 2-11 (en grammes/mégajoule, ou en grammes/kilogramme de charbon).

$\mathbf{10^{-6}}$ = facteur de conversion des grammes en tonnes.

(8) Lorsque de nombreux combustibles sont brûlés durant l'année de déclaration, utiliser l'équation 2-13 à l'équation 2-20 de la présente section pour établir le total des émissions annuelles de CH_4 et de N_2O par type de combustible (en tonnes).

(9) Quantifier les émissions de CH_4 ou de N_2O à partir des coefficients d'émission du tableau 2-4 au tableau 2-11 fournis par le fournisseur de combustible ou par l'équipementier, ou à partir des coefficients d'émissions propres à la source échantillonnée au moins annuellement, avec méthode documentée du plan d'essai à la source.

(10) Utiliser l'équation 2-13 à l'équation 2-20 pour le calcul des émissions de CH_4 et de N_2O, comme suit :

(a) utiliser l'équation 2-13 pour tout type de combustible pour lequel un coefficient d'émission de CH_4 ou de N_2O est spécifié;

(b) utiliser l'équation 2-18 pour calculer les émissions de CH_4 et de N_2O de tout type de combustible en fonction des coefficients d'émission propres à la source calculés, comme il est indiqué à l'alinéa 2.B(4);

(c) utiliser l'équation 2-19 uniquement pour les cas de la combustion de biomasse ou de déchets municipaux solides génératrice de vapeur;

(d) utiliser l'équation 2-20 pour une unité de toute dimension servant à brûler tout type de combustible, et pour toute unité pour laquelle la méthode 3 des SMECE est utilisée pour estimer les émissions de CO_2 et l'apport de chaleur est mesuré tout au long de l'année.

2.C **Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.**

2.C.1 **Exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible**

Il faut effectuer l'échantillonnage du combustible ou obtenir du fournisseur les résultats d'échantillonnage du combustible à la fréquence minimale indiquée aux paragraphes 2.C.1(1) à 2.C.1(7) de la présente section, sous réserve des exigences énoncées au paragraphe 2.B(9). Prélever tous les échantillons de combustible d'une installation dans le système de manutention du combustible représentatif du combustible brûlé comme suit :

(1) une fois pour chaque nouvelle expédition de combustible ou nouvelle livraison de charbon. Si l'expédition du charbon est une activité continue, il faut alors effectuer un échantillonnage aussi souvent que nécessaire pour prendre en compte la variation de la teneur en carbone et de la valeur calorifique du charbon utilisé comme matière première pour faire en sorte d'obtenir une composition annuelle représentative.

(2) une fois pour chaque nouvelle expédition ou livraison de combustibles, ou trimestriellement pour chacun des combustibles indiqués du tableau 2-1 au tableau 2-3.

(3) mensuellement dans le cas du gaz naturel. Le gaz provenant d'un fournisseur de combustibles doit être échantillonné tous les mois ou, si cela n'est pas possible, aussi souvent que le fournisseur livre du gaz naturel, sans dépasser six mois.

(4) trimestriellement dans le cas des combustibles liquides et des combustibles gazeux issus de combustibles fossiles autres que les combustibles indiqués au tableau 2-1 et au tableau 2-2 (lorsque ces tableaux sont utilisés).

(5) trimestriellement dans le cas des gaz issus de la biomasse, y compris les gaz d'enfouissement et le biogaz issu du traitement des eaux usées ou de processus agricoles.

(6) dans le cas des combustibles gazeux, autres que le gaz naturel, les gaz issus de la biomasse et les biogaz et lorsque les appareils de mesure nécessaires sont en place, procéder à l'échantillonnage et à l'analyse quotidiens des échantillons pour déterminer la teneur en carbone et la masse moléculaire du combustible. Sinon, procéder à un échantillonnage et à une analyse hebdomadaires. Si des instruments en ligne sont utilisés pour l'échantillonnage et l'analyse quotidiens de la teneur en carbone et de la masse moléculaire, les mesures doivent être exactes de plus ou moins 5 %.

(7) mensuellement dans le cas des combustibles solides autres que le charbon et les combustibles dérivés de matières résiduelles, comme il est indiqué ci-dessous :

(a) l'échantillon mensuel de combustible solide doit être un échantillon composé des échantillons hebdomadaires

(b) échantillonner le combustible solide en un point avant son brûlage, mais une fois le traitement du combustible terminé. Les échantillons doivent être représentatifs des caractéristiques chimiques et physiques du combustible immédiatement avant son brûlage

(c) prélever un sous-échantillon hebdomadaire à un moment (jour et heure) de la semaine où le taux de consommation du combustible est représentatif et sans biais

(d) prélever quatre échantillons hebdomadaires (ou un échantillon prélevé chaque semaine d'exploitation durant le mois) de masse égale pour former l'échantillon composé mensuel

(e) l'échantillon composé mensuel doit être homogénéisé et bien mélangé avant de prélever un échantillon aux fins d'analyse

(f) sélectionner de manière aléatoire un échantillon composé sur douze pour procéder à une analyse supplémentaire de ses composantes; le résultat de l'analyse permet de mesurer l'homogénéité de l'échantillon composé.

(8) dans le cas des biocombustibles et des combustibles dérivés de matières résiduelles, les exigences qui suivent pourraient se substituer à celles énoncées au paragraphe 2.C.1(5) :

(a) si les émissions de CO_2 sont calculées selon l'équation 2-3 de la section 2.A.1.b ou selon l'équation 2-7 de la section 2.A.2.a, déterminer le pouvoir calorifique supérieur ou la teneur en carbone propre au combustible annuellement. Si les émissions de CO_2 des biocombustibles sont calculées selon l'équation 2-8 du paragraphe 2.A.2.b, corriger le coefficient d'émission (exprimé en kg de CO_2/MJ) tous les trois ans au minimum en procédant à la mesure du CO_2 par essai à la cheminée et en utilisant le code d'essai de performance applicable de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) pour déterminer l'apport de chaleur de tous les extrants calorifiques, y compris la vapeur, le gaz de combustion, les cendres et les pertes.

2.C.2 Exigences de mesure de la combustion de combustibles

(1) Calculer la consommation de combustible par une mesure directe ou à partir des factures d'achat ou de vente de combustible permettant de déterminer la variation d'inventaire selon l'Équation 2-21. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.C.1. Il sera question des matières premières et de l'usage non énergétique des combustibles fossiles aux sections 3 à 6.

Équation 2-21 : combustion de combustibles

$$\boldsymbol{Combustible_i = Achats_i - Ventes_i + Stocké_{DA\,i} - Stocké_{FA\,i} - Matière\ première_i}$$

Où :

$\mathbf{Combustible_i}$ = total annuel du combustible brûlé par type « i », exprimé en tonnes (t) pour le combustible solide, en kilolitres (kl) pour le combustible liquide, ou en mètres cubes (m^3) à 15°C et à 101,325 kPa pour le combustible gazeux.

$\mathbf{Achats_i}$ = total annuel des achats de combustible par type « i », exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m^3).

$\mathbf{Ventes_i}$ = total annuel des ventes de combustibles par type « i », exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m^3).

$\mathbf{Stocké_{DA\,i}}$ = inventaire des combustibles par type « i » en début d'année, exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m^3).

Stocké $_{FA\ i}$ = inventaire des combustibles par type « i » en fin d'année, exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m^3).

Matière première $_i$ = quantité annuelle de matières premières ou de combustible à usage non énergétique par type « i », exprimée en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m^3).

(2) Convertir la consommation de combustible calculée en mégajoules (MJ) en mesure de masse ou de volume requise à partir des valeurs de contenu calorifique indiquées par le fournisseur ou mesurées à l'installation.

(3) Étalonner tous les débitmètres de mazout et de gaz (à l'exception de ceux servant à la facturation de gaz) avant la première année de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (GES), et ce, selon la méthode d'étalonnage prescrite par le fabricant des débitmètres. Étalonner de nouveau les débitmètres de combustible une fois tous les trois ans, au moment de remplacer un débitmètre déjà étalonné ou à la fréquence minimale recommandée par le fabricant. Dans le cas des débitmètres à diaphragme, à buse ou à venturi, il faut procéder par étalonnage sur place de la pression différentielle (Δ P), de la pression totale et des transmetteurs de température. Dans le cas des débitmètres de gaz naturel, les installations doivent être conformes aux exigences de Mesures Canada afférentes à l'électricité et au gaz.

(4) Dans le cas du mazout, il est aussi possible d'utiliser les mesures de la jauge de réservoir.

(5) Dans le cas des combustibles liquides, il est possible d'utiliser un débitmètre volumétrique à condition d'utiliser de bonnes masses volumiques de combustible pour convertir les taux d'écoulement volumétrique en indications de masse. Mesurer la masse volumique à la même fréquence que la teneur en carbone conformément à norme ASTM D1298-99, Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), approuvée de nouveau en 2005, ou API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

(6) Les installations qui utilisent la méthode de calcul 1 des émissions de CO_2 peuvent utiliser pour le mazout les valeurs par défaut de masse volumique indiquées au tableau 2-12, plutôt que la norme ASTM prévue au paragraphe 2.C.2(5) de la présente section. Celles qui utilisent la méthode de calcul 2 ne peuvent utiliser ces masses volumiques par défaut.

Tableau 2-12 : Valeurs par défaut de la masse volumique du mazout

Mazout	Mazout n° 1	Mazout n° 2	Mazout n° 6
Masses volumiques par défaut, en kg/litre	0,81	0,86	0,97

2.C.3 **Exigences de mesure du contenu calorifique des combustibles**

Baser les pouvoirs calorifiques supérieurs sur les résultats d'échantillonnage et d'analyse de combustible reçus du fournisseur ou tels qu'établis selon l'une des méthodes analytiques applicables décrites aux paragraphes 2.C.3(1) à 2.C.3(5)(5) de la présente section. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.C.1. Dans le cas de la mesure du contenu calorifique du gaz naturel, se conformer aux exigences de Mesures Canada afférentes à l'électricité et au gaz.

(1) Dans le cas des gaz, utiliser les méthodes de mesures spécifiques énoncées dans la norme ASTM D1826, *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*, dans la norme ASTM D3588, *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*, dans la norme ASTM D4891, ou la norme 2261, *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography* de la GPA.

(2) Dans le cas de distillats moyens, de mazout et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, utiliser les méthodes de mesures spécifiques énoncées dans la norme ASTM D240, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter,* ou dans la norme ASTM D4809, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*.

(3) Dans le cas de combustibles solides dérivés de la biomasse, utiliser les méthodes de mesures spécifiques énoncées dans la norme ASTM D5865, *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*.

(4) Dans le cas de combustibles dérivés de matières résiduelles, utiliser les méthodes de mesures spécifiques énoncées dans la norme ASTM D5865 et dans la norme ASTM D5468, *Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials*. Quiconque brûle des combustibles dérivés de matières résiduelles qui ne sont pas à 100 % biocombustibles est tenu de déterminer la quantité de CO_2 dégagée par le biocombustible.

(5) Utiliser l'équation 2-22 pour calculer le pouvoir calorifique pondéré annuel du combustible, si le pouvoir calorifique mesuré est utilisé pour calculer les émissions de CO_2.

Équation 2-22 : pouvoir calorifique supérieur

$$PCSC_{annuel\ i} = \frac{\sum_{p=1}^{n} PCSC_{i\,p} \times Combustible_{i\,p}}{\sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p}}$$

Où :

$PCSC_{annuel\ i}$ = pouvoir calorifique supérieur moyen annuel pondéré du combustible par type « i » (en mégajoules par tonne pour le combustible solide, en mégajoules par kilolitre pour le combustible liquide, ou en mégajoules par mètre cube pour le combustible gazeux).

$PCSC_{i\,p}$ = pouvoir calorifique supérieur du combustible par type « i », pour la période de mesure « p » (en mégajoules par tonne pour le combustible solide, en mégajoules par kilolitre pour le combustible liquide, ou en mégajoules par mètre cube pour le combustible gazeux).

$Combustible_{i\,p}$ = masse ou volume du combustible brûlé par type « i » durant la période de mesure « p » (masse en tonnes [t] pour le combustible solide, volume en kilolitres [kl] pour le combustible liquide ou volume en mètres cubes [m^3] à 15 °C et pression de 101,325 kPa pour le combustible gazeux).

n = nombre de périodes de mesure dans l'année civile au cours de laquelle le combustible est brûlé par type « i » dans l'unité.

2.C.4 Exigences de mesure de la teneur en carbone du combustible

Baser la teneur en carbone des combustibles et de la masse moléculaire ou de la fraction molaire des combustibles gazeux sur les résultats d'échantillonnage et d'analyse de combustible reçus du fournisseur ou tels qu'établis par l'exploitation de l'installation selon l'une des méthodes analytiques applicables décrites aux paragraphes 2.C.4(1) à 2.C.4(4) de la présente section. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.C.1. Pour ce qui est de la mesure du contenu calorifique du gaz naturel, se conformer aux exigences de Mesures Canada afférentes à l'électricité et au gaz.

(1) Dans le cas du charbon et du coke, de biocombustibles solides et de combustibles dérivés de matières résiduelles, utiliser les méthodes de mesure spécifiques énoncées dans la norme ASTM 5373, *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*.

(2) Dans le cas de combustibles liquides, utiliser les méthodes de mesures spécifiques suivantes : dans le cas de combustibles liquides à base de pétrole et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, utiliser la norme ASTM D5291, *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*, en appliquant la méthode d'analyse élémentaire pour le mazout ou les calculs effectués conformément à la norme ASTM D3238, et soit la norme ASTM D2502, *Standard Test Method for Estimation of Mean Relative Molecular Mass of Petroleum Oils From Viscosity Measurements* ou la norme ASTM D2503, *Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure*.

(3) Dans le cas de combustibles gazeux, utiliser les méthodes de mesures énoncées dans la norme ASTM D1945, *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography* ou à la norme ASTM D1946, *Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography*.

(4) Utiliser l'Équation 2-23 pour calculer la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du combustible, si la teneur en carbone mesurée est utilisée pour calculer les émissions de CO_2.

Équation 2-23: teneur en carbone annuelle

$$TC_{annuel\ i} = \frac{\sum_{p=1}^{n} TC_{i\,p} \times Combustible_{i\,p}}{\sum_{p=1}^{n} Combustible_{i\,p}}$$

Où :

$\mathbf{TC_{annuel\ i}}$ = teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du combustible par type « i », pourcentage de carbone exprimé en fraction décimale.

$\mathbf{TC_{i\,p}}$ = teneur en carbone du combustible par type « i », pour la période de mesure « p » (pourcentage de C par tonne pour le combustible solide, pourcentage de C par kilolitre pour le combustible liquide, ou pourcentage de C par mètre cube de combustible pour le combustible gazeux).

$\mathbf{Combustible_{i\,p}}$ = masse ou volume de combustible brûlé par type « i » durant la période de mesure « p » (masse en tonnes pour le combustible solide, volume en kilolitres pour le combustible liquide ou volume en mètres cubes, à 15°C et à 101,325 kPa, pour le combustible gazeux).

$\mathbf{n}$ = nombre de périodes de mesure dans l'année civile au cours de laquelle le combustible est brûlé par type « i » dans l'unité.

2.C.5 Capture de données analytiques sur les combustibles

Lorsque les méthodes prescrites aux sections 2.A et 2.B exigent la collecte périodique de données analytiques sur le combustible pour une source d'émissions, l'émetteur doit s'efforcer dans la mesure du possible de recueillir 100 % des données analytiques sur le combustible pour chaque année de déclaration. Dans tous les cas, les données d'analyse des carburants retenues doivent être de 80 % ou plus.

Si le taux de capture de données analytiques est entre 80 % et 100 % pour l'une des sources d'émissions mentionnées aux sections 2.A et 2.B, utiliser les méthodes prescrites au paragraphe 2.D(2) afin de combler les données manquantes d'une période donnée.

2.C.6 Consommation de combustible associée au transport sur place

Déterminer l'utilisation de combustible et les coefficients d'émissions selon la méthode prescrite dans la présente section.

(1) Dans le cas de biocombustibles, la ou les portions d'éthanol ou de biodiesel selon les spécifications du vendeur.

(2) Les coefficients d'émissions des combustibles et biocombustibles classiques sont indiqués au tableau 2-2.

(3) Déterminer trimestriellement les volumes de biocombustible d'après les reçus de vente, les mesures de jauge à compter du 1er janvier de l'année civile.

2.D **Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes**

Lorsqu'il n'existe aucune valeur de qualité assurée pour un paramètre essentiel (p. ex. en cas de défaillance du SMECE durant l'exploitation d'une unité ou si l'échantillonnage prescrit d'un combustible n'a pas lieu), il faut utiliser pour les calculs une valeur de remplacement.

(1) Dans le cas des sources assujetties aux exigences de la section 2 pour lesquelles la mesure et l'enregistrement des émissions se font au moyen d'un SMECE, suivre la méthode de remplacement des données manquantes indiquée à la *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012E-PDF) s'il s'agit de la concentration de CO_2, du gaz de cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

(2) Dans le cas des sources utilisant la méthode 1, 2 ou 3, procéder comme suit pour remplacer les données manquantes afférentes à chaque paramètre :

(a) Lorsque la donnée manquante est le pouvoir calorifique supérieur, la teneur en carbone ou la masse moléculaire d'un combustible, utiliser en remplacement de cette donnée la moyenne arithmétique des données de qualité assurée du paramètre immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée est manquante. Si la donnée « suivant » cette période ne peut être obtenue à temps pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre, utiliser la donnée précédant cette période ou une donnée estimée selon toutes les données afférentes aux procédés utilisés (p. ex. charge électrique, production de vapeur, heures de fonctionnement). Si aucune donnée de qualité assurée précédant cette période n'est disponible, utiliser la première donnée de qualité assurée obtenue après la période pour laquelle la donnée est manquante.

(b) Lorsque la donnée manquante est la concentration de CO_2, le débit du gaz de cheminée, la teneur en eau, la combustion de combustibles ou la quantité d'absorbant utilisée, utiliser une donnée estimée selon toutes les données afférentes aux procédés utilisés (p. ex. charge électrique, production de vapeur, heures de fonctionnement, etc.). Étayer les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.

(3) Si la donnée manquante est la teneur en carbone, la température, la pression ou la concentration de gaz, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation 2-24 et remplacer la donnée manquante, comme suit :

(a) Si $R \geq 0{,}9$: remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si $0{,}75 \leq R < 0{,}9$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si $R < 0{,}75$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 2-24

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{QE_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

$\mathbf{QE_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 2.

(4) Si la donnée manquante a trait au SMECE, déterminer la donnée de remplacement selon la méthode indiquée au rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'équation 2-25:

(a) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si 0,75 ≤ R <0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 2-25

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{HS_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{HS_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 2.

3 Méthodes de quantification pour la fabrication de la chaux

3.A Émissions de CO_2 provenant de la production de chaux

Calculer les émissions de CO_2 annuelles associées à la production de chaux pour tous les types de fours combinés selon les méthodes indiquées dans la présente section. Les exploitants d'installations dotées de SMECE peuvent calculer les émissions annuelles de CO_2 associées à la production de chaux comme il est indiqué à la section 3.A.3 ou au moyen des équations 3-1 à 3-3.

Équation 3-1

$$E_{CO_2} = \sum_{m}^{12}\sum_{i}[QC_{m\,i} \times CDC_{m\,i}] + \sum_{q}^{4}\sum_{j}[TCSD_{q\,j} \times CDCSD_{q\,j}]$$

Où :

E_{CO2} = quantité annuelle totale d'émissions de CO_2 provenant de la production de chaux (en tonnes).

m = mois

i = type de chaux

q = trimestre

j = type de sous-produits ou déchets

$QC_{m\,i}$ = quantité mensuelle totale de chaque type de chaux (en tonnes).

$CDC_{m\,i}$ = coefficient d'émission mensuel propre à l'usine pour chaque type de chaux (en tonnes de CO_2/tonnes de chaux), selon la méthode indiquée à la section 3.A.1.

$TCSD_{q\,j}$ = quantité trimestrielle totale de sous-produits ou déchets calcinés pour chaque type de sous-produits ou déchets (tonnes de sous-produits ou déchets).

$CDCSD_{q\,j}$ = coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés (en tonnes de CO_2/tonnes de sous-produits ou déchets), selon la méthode indiquée à section 3.A.2.

3.A.1 **Coefficient d'émission mensuel de la chaux**

Calculer le coefficient d'émission mensuel propre à l'usine pour chaque type de chaux selon l'équation 3-2.

Équation 3-2

$$CDC_{m\,i} = [(fCaO_{m\,i} \times 0,785) + (fMGO_{m\,i} \times 1,092)]$$

Où :

$CDC_{m\,i}$ = coefficient d'émission mensuel propre à l'usine pour chaque type de chaux (en tonnes de CO_2/tonnes de chaux).

m = mois

i = type de chaux

$fCaO_{m\,i}$ = teneur mensuelle en oxyde de calcium (CaO) pour chaque type de chaux, établie en soustrayant la teneur totale en CaO des matières premières entrant dans le four de la teneur en CaO de la chaux sortant du four (en tonnes de CaO/tonnes de chaux).

$0,785$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du CaO.

$fMgO_{m\,i}$ = teneur mensuelle en oxyde de magnésium (MgO) pour chaque type de chaux, établie en soustrayant la teneur totale en MgO des matières premières entrant dans le four de la teneur en MgO de la chaux sortant du four (en tonnes de MgO/tonne de chaux).

$1,092$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du MgO.

3.A.2 **Coefficient d'émission trimestriel des sous-produits ou déchets calcinés**

Calculer le coefficient d'émission trimestriel des sous-produits ou déchets calcinés propre à l'usine pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés selon l'équation 3-3.

Équation 3-3

$$CDCSD_{q\,j} = \left[\left(fCaO_{q\,j} \times 0,785\right) + \left(fMGO_{q\,j} \times 1,092\right)\right]$$

Où :

$CDCSD_{q\,j}$ = coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine (tonnes de CO_2/tonnes de sous-produits ou déchets calcinés).

q = trimestre

j = type de sous-produits ou déchets calcinés

$\mathbf{fCaO_{q\,j}}$ = teneur en CaO des sous-produits ou déchets, établie en soustrayant la teneur en CaO des sous-produits ou déchets présents dans le $CaCO_3$ non calciné résiduel des sous-produits ou déchets calcinés de la teneur totale en CaO des sous-produits ou déchets (tonnes de CaO/tonnes de sous-produits ou déchets).

$\mathbf{fMgO_{q\,j}}$ = teneur trimestrielle en oxyde de magnésium (MgO) des sous-produits ou déchets calcinés, établie en soustrayant la teneur en MgO des sous-produits ou déchets présents dans le $MgCO_3$ non calciné résiduel des sous-produits ou déchets de la teneur totale en MgO des sous-produits ou déchets (tonnes de MgO/tonnes de sous-produits ou déchets).

$\mathbf{0{,}785}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du CaO.

$\mathbf{1{,}092}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du MgO.

3.A.3 Émissions de CO_2 des usines de production de chaux dotées de SMECE

Les exploitants d'installations dotées de SMECE peuvent calculer les émissions de CO_2 provenant de la production de chaux selon l'équation 3-4.

Équation 3-4

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,SMECE} - E_{CO_2\,CC}$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de chaux de tous les fours combinés (en tonnes), établie en soustrayant les émissions de CO_2 associées au brûlage de combustible selon la méthode indiquée à la section 2 de la quantité annuelle totale de CO_2 mesurée à l'aide du SMECE.

$\mathbf{E_{CO2\,SMECE}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 mesurée par le SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et de la production de chaux pour l'ensemble des fours (en tonnes).

$\mathbf{E_{CO2\,CC}}$ = émissions annuelles totales de CO_2 provenant de la consommation de combustible par tous les fourneaux, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

3.B **Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure**

Utiliser les méthodes d'essai indiquées dans la présente section pour déterminer les teneurs en CaO et en MgO de chaque type de chaux et de chaque type de sous-produits ou déchets calcinés. Les échantillons destinés aux analyses de teneur en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium de chaque type de chaux et de chaque type de sous-produits ou déchets calcinés doivent être prélevés au cours du même mois ou trimestre au cours duquel s'effectue la collecte de données de production. Prélever au moins un échantillon mensuellement pour chaque type de chaux produite dans le mois, et au moins un échantillon trimestriellement pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés produits dans le trimestre.

(1) ASTM C25-06 Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime and Hydrated Lime.

(2) Section des méthodes analytiques de la National Lime Association : CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry English Units Version.

(3) ASM CS-104 UNS No. G10460: Carbon Steel of Medium Carbon Content.

(4) ASME Performance Test Codes.

(5) ASTM C25—Standard Test Method for Chemical Analysis of Limestone, quicklime, and Hydrated Lime.

(6) ASTM D70—Standard Test Method for Density of Semi-Solid Bituminous Materials (Pycnometer Method).

(7) ASTM C114—Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement.

(8) ASTM D240—Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter

(9) ASTM D1298—Standard Test Method for Density, Relative Density, ou API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

(10) ASTM D1826—Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter.

(11) ASTM D1945—Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.

(12) ASTM D1946—Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography.

(13) ASTM D2013—Standard Practice of Preparing Coal Samples for Analysis.

(14) ASTM D2163—Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography.

(15) ASTM D2234/D2234M—Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal.

(16) CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry—English Units Version, révision le 5 février 2008—National Lime Association.

3.B.1. Déterminer la quantité de chaux produite et vendue mensuellement à partir de mesures directes (c.-à-d. données des balances de transport ferroviaire et routier) des ventes pour chaque type de chaux, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks de début et de fin de période d'inventaire pour chaque type de chaux. La période d'inventaire doit être annuelle au minimum.

3.B.2. Déterminer la quantité de sous-produits ou déchets calcinés vendue mensuellement à partir de mesures directes (c.-à-d. données des balances de transport ferroviaire et routier) des ventes de sous-produits ou déchets calcinés pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks de début et de fin de période d'inventaire pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés. La période d'inventaire doit être annuelle au minimum. Déterminer au moins annuellement la quantité de sous-produits ou déchets calcinés non vendus pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés à partir de mesures directes (c.-à-d. données des balances de transport ferroviaire et routier), ou en calculant le taux de production des sous-produits ou déchets calcinés (c.-à-d. la production de sous-produits calcinés comme facteur de production de chaux).

3.B.3. Suivre les procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité (y compris la documentation) publiées dans le document *CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry* publié par la National Lime Association (English Units Version, révisé le 5 février 2008).

3.C **Méthode d'estimation des données analytiques manquantes.**

Utiliser les méthodes prescrites dans la présente section pour analyser de nouveau l'échantillon original, un échantillon d'appoint ou un échantillon de remplacement pour les mêmes périodes de mesure et d'échantillonnage que celles de la donnée analytique manquante.

3.C.1. Chaque fois qu'une donnée d'échantillonnage, d'analyse ou de mesure requise à la section 3.A pour le calcul des émissions est manquante, s'assurer de suivre la méthode de remplacement des données manquantes indiquée dans la présente section.

(a) Pour les données manquantes concernant la teneur en carbone, la température, la pression ou la concentration de gaz, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation 3-5 et remplacer les données manquantes comme il est indiqué aux alinéas (b) et (d) de la présente section.

(b) Si $R \geq 0,9$: remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(c) Si $0,75 \leq R < 0,9$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(d) Si $R < 0,75$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 3-5

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{QE_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{QE_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis selon le sous-alinéa 3.

3.C.2. Pour chaque donnée manquante concernant la production de chaux ou de sous-produits ou déchets calcinés, la donnée de replacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

3.C.3. Pour les données manquantes relatives aux teneurs en CaO et en MgO, une nouvelle analyse de composition doit être effectuée.

3.C.4. Dans tous les cas où la mesure et l'enregistrement des émissions d'une unité se font au moyen d'un SMECE; déterminer les données de remplacement selon la méthode indiquée au rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'équation 3-6 s'il s'agit de la concentration de CO_2, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

(a) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si 0,75 ≤ R <0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 3-6

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{HS_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{HS_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis selon le sous-alinéa 3.

4 Méthodes de quantification pour la fabrication de ciment

4.A Émissions de CO_2 provenant de la production de ciment

Calculer les émissions annuelles de CO_2 associées à la production de clinker pour l'ensemble des fours selon les méthodes indiquées dans la présente section. Les exploitants d'installations dotées de SMECE peuvent calculer les émissions annuelles de CO_2 associées à la production de clinker selon l'équation 4-6 ou les équations 4-1 à 4-5.

Équation 4-1

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,CLI} + E_{CO_2\,PFC} + E_{CO_2\,MP}$$

Équation 4-2

$$E_{CO_2} = \sum_{m}^{12}\left[Q_{CLI\,m} \times CD_{CLI\,m}\right] + \sum_{q}^{4}\left[Q_{PFC\,q} \times CD_{PFC\,q}\right] + \left[TCO_{MP} \times MP \times 3,664\right]$$

Où :

E_{CO2} = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de ciment (en tonnes).

$E_{CO2\,CLI}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de clinker (en tonnes).

$E_{CO2\,PFC}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant des poussières de four de cimenterie (PFC) (en tonnes).

$E_{CO2\,MP}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de l'oxydation du carbone organique (en tonnes).

m = mois

q = trimestre

$Q_{CLI\,m}$ = quantité mensuelle totale de clinker (en tonnes).

$CD_{CLI\,m}$ = coefficient d'émission mensuel de clinker propre à l'usine (en tonnes de CO_2/tonnes de clinker), selon l'équation 4-3.

$Q_{PFC\,q}$ = quantité trimestrielle totale de PFC non recyclées dans le four (en tonnes).

$CD_{PFC\,q}$ = coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine de PFC non recyclées dans le four (en tonnes de CO_2/tonnes de PFC), selon l'équation 4-4.

TCO_{MP} = teneur annuelle en carbone organique mesurée dans les matières premières, ou en utilisant une valeur par défaut de 0,002 (0,2 %).

MP = quantité annuelle totale de matières premières utilisées (en tonnes).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du C.

4.A.1 Coefficient d'émission mensuel du clinker

Calculer le coefficient d'émission mensuel du clinker propre à l'usine selon l'équation 4-3. Ce facteur se calcule à partir de mesures mensuelles de la fraction de masse des teneurs en oxyde de calcium (CaO) et en oxyde de magnésium (MgO) du clinker et des matières premières non carbonatées entrant dans le four.

Équation 4-3

$$CD_{CLI\,m} = [CaO_{CLI\,m} - fCaO_m] \times 0,785 + [MgO_{CLI\,m} - fMgO_m] \times 1,092$$

Où :

$CD_{CLI\,m}$ = coefficient d'émission mensuel du clinker propre à l'usine (en tonnes de CO_2/tonnes de clinker).

m = mois

$CaO_{CLI\,m}$ = teneur mensuelle totale en oxyde de calcium (CaO) du clinker (en tonnes de CaO/tonnes de clinker).

$fCaO_m$ = teneur mensuelle en oxyde de calcium (CaO) non calciné du clinker (en tonne de CaO/tonne de clinker).

$MgO_{CLI\,m}$ = teneur mensuelle totale en oxyde de magnésium (MgO) du clinker (en tonne de MgO/tonne de clinker).

$fMgO_m$ = teneur mensuelle en oxyde de magnésium (MgO) non calciné du clinker (en tonne de MgO/tonne de clinker).

$0,785$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du CaO.

$1,092$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du MgO.

4.A.2 Coefficient d'émission trimestriel des poussières de four de cimenterie (PFC)

Calculer le coefficient d'émission trimestriel des PFC selon l'équation 4-4. Le coefficient d'émission trimestriel de PFC propre à l'usine n'est calculé que si ces poussières ne sont pas recyclées dans le four. Ce coefficient d'émission se calcule à partir de mesures trimestrielles de la fraction de masse des teneurs en oxyde de calcium (CaO) et en oxyde de magnésium (MgO) des PFC non recyclées dans le four.

Équation 4-4

$$CD_{PFC\,q} = \left[CaO_{PFC\,q} - fCaO_q\right] \times 0,785 + \left[MgO_{PFC\,q} - fMgO_q\right] \times 1,092$$

Où :

$\mathbf{CD_{PFC\,q}}$ = coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine des PFC non recyclées dans le four (en tonnes de CO_2/tonnes de PFC).

$\mathbf{CaO_{PFC\,q}}$ = teneur trimestrielle totale en calcium (exprimée en CaO) des PFC non recyclées dans le four (en tonnes de CaO/tonnes de PFC).

$\mathbf{fCaO_q}$ = teneur trimestrielle en oxyde de calcium (CaO) non calciné des PFC non recyclées dans le four (en tonne de CaO/tonne dePFC).

$\mathbf{MgO_{PFC\,q}}$ = teneur trimestrielle totale en magnésium (exprimée en MgO) des PFC non recyclées dans le four (en tonne de MgO/tonne dePFC).

$\mathbf{fMgO_q}$ = teneur trimestrielle en oxyde de magnésium (MgO) non calciné de PFC non recyclées dans le four (en tonne de MgO/tonne dePFC).

$\mathbf{0,785}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du CaO.

$\mathbf{1,092}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du MgO.

4.A.3 Émissions provenant de l'oxydation du carbone organique

Calculer les émissions annuelles de CO_2 associées à la teneur totale en matière organique des matières premières selon l'équation 4-5.

Équation 4-5

$$E_{CO_2\,MP} = \left[TCO_{MP} \times MP \times 3,664\right]$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2\,MP}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de l'oxydation du carbone organique (en tonnes).

$\mathbf{TCO_{MP}}$ = teneur annuelle en carbone organique mesurée dans les matières premières, ou en utilisant une valeur par défaut de 0,002 (0,2 %).

$\mathbf{MP}$ = quantité annuelle totale de matières premières utilisées (en tonnes).

$\mathbf{3,664}$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du C.

4.A.4 Émissions de CO_2 des usines de ciment dotées de SMECE

Les exploitants d'installations dotées de SMECE peuvent calculer les émissions de CO_2 provenant de la production de ciment selon l'équation 4-6.

Équation 4-6

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,SMECE} - E_{CO_2\,CC}$$

Où :

$\mathbf{E}_{\mathbf{CO2}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 dues à la production de ciment pour l'ensemble des fours (en tonnes), calculée en soustrayant les émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible, comme il est indiqué à la section 2, de la quantité annuelle totale de CO_2 mesurée par le SMECE.

$\mathbf{E}_{\mathbf{CO2\,SMECE}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 mesurée par le SMECE, y compris celles dues à la consommation de combustible et à la production de ciment de l'ensemble des fours (en tonnes).

$\mathbf{E}_{\mathbf{CO2\,CC}}$ = émissions annuelles totales de CO_2 dues à la consommation de combustible par tous les fours, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

4.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.

Utiliser les méthodes d'essai indiquées dans la présente section pour déterminer les fractions de masse mensuelles propres à l'usine des teneurs totales en oxyde de calcium (CaO) et en oxyde de magnésium (MgO) présents dans le clinker conformément à la norme ASTM C114, *Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement*. Les mesures doivent être quotidiennes lorsqu'elles sont effectuées à la sortie du four, ou mensuelles dans le cas du clinker entreposé en vrac.

4.B.1. Déterminer les fractions de masse trimestrielles propres à l'usine des teneurs totales en oxyde de calcium (CaO) et en oxyde de magnésium (MgO) présents dans les PFC conformément à la norme ASTM C114, *Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement*. Les mesures doivent être quotidiennes lorsqu'elles sont effectuées sur des échantillons de PFC à la sortie du four, ou trimestrielles dans le cas des échantillons de PFC entreposés en vrac.

4.B.2. Déterminer les fractions de masse mensuelles propres à l'usine d'oxyde de calcium (CaO) et d'oxyde de magnésium (MgO) qui entrent dans le four sous forme de clinker non carbonaté, par analyse chimique des matières premières selon une méthode analytique documentée ou en utilisant une valeur de 0,0.

4.B.3. Déterminer les fractions de masse trimestrielles propres à l'usine d'oxyde de calcium (CaO) et d'oxyde de magnésium (MgO) qui entrent dans le four sous forme de PFC non carbonatées, par analyse chimique des matières premières selon une méthode analytique documentée ou en utilisant une valeur de 0,0.

4.B.4. Déterminer les fractions de masse mensuelles propres à l'usine d'oxyde de calcium (CaO) et d'oxyde de magnésium (MgO) restant dans le clinker, par analyse chimique des matières premières selon une méthode analytique documentée ou en utilisant une valeur de 0,0.

4.B.5. Déterminer les fractions de masse propres à l'usine d'oxyde de calcium (CaO) et d'oxyde de magnésium (MgO) restant dans les PFC, par analyse chimique des matières premières selon une méthode analytique documentée ou en utilisant une valeur de 0,0.

4.B.6. Déterminer la teneur totale annuelle en carbone organique des matières premières conformément à la norme ASTM C114 ou en utilisant une valeur par défaut de 0,002. L'analyse doit être effectuée sur des échantillons de matières premières entreposées en vrac pour chaque catégorie de matières premières.

4.B.7. Déterminer mensuellement la quantité de clinker produit selon l'une des méthodes suivantes :

(a) par pesée directe au moyen du même équipement de l'usine utilisé à des fins de comptabilité, comme le rapprochement des mesures obtenues à l'aide de trémies de pesage ou de distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré avec les mesures d'inventaire;

(b) en mesurant directement le débit du cru alimentant le four et en appliquant un facteur de conversion du cru au clinker spécifique au four, l'exactitude de ce facteur devant être vérifiée mensuellement, le cas échéant.

4.B.8. Déterminer trimestriellement la quantité de PFC non recyclée dans le four au moyen des mêmes techniques que celles utilisées à des fins de comptabilité, par exemple en mesurant directement le poids avec des trémies de mesure ou des distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré, ou par le bilan des matières premières.

4.B.9. Déterminer mensuellement la quantité totale de matières premières consommées (c.-à-d. calcaire, sable, schiste, oxyde de fer, alumine et matières premières non carbonatées) en les pesant directement au moyen du même équipement de l'usine utilisé à des fins de comptabilité, comme le rapprochement des mesures obtenues à l'aide de trémies de pesage ou de distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

4.C **Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes.**

Utiliser les méthodes prescrites dans la présente section pour analyser de nouveau l'échantillon original, un échantillon d'appoint ou un échantillon de remplacement pour les mêmes périodes de mesure et d'échantillonnage que celles de la donnée analytique manquante.

4.C.1. Chaque fois qu'une donnée d'échantillonnage, d'analyse ou de mesure requise à la section 4.A pour le calcul des émissions est manquante, s'assurer de suivre la méthode de remplacement des données manquantes indiquée dans la présente section.

(a) Pour les données manquantes concernant la teneur en carbone, la température, la pression ou la concentration de gaz, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation 4-7 et remplacer les données manquantes comme il est indiqué aux alinéas (b) à (d) de la présente section

(b) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(c) Si 0,75 ≤ R < 0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(d) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 4-7

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{QE_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{QE_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 4.

4.C.2. Pour chaque donnée de production de clinker manquante, utiliser la première donnée estimée après la période pour laquelle la donnée est manquante ou utiliser la capacité de production quotidienne maximale et la multiplier par le nombre de jours dans le mois.

4.C.3. Pour chaque donnée de matières premières consommées manquante, utiliser la première donnée estimée après la période pour laquelle la donnée est manquante ou utiliser le débit maximal des matières premières entrant dans le four et le multiplier par le nombre de jours dans le mois.

4.C.4. Pour chaque donnée manquante concernant la quantité de poussière ou la quantité de calcaire, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

4.C.5. Dans tous les cas où la mesure et l'enregistrement des émissions se font au moyen d'un SMECE; déterminer les données de remplacement selon la méthode indiquée au rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'équation 4-8 s'il s'agit de la concentration de CO_2, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

(a) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si 0,75 ≤ R <0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 4-8

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{HS_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{HS_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 4.

5 Méthodes de quantification pour la fabrication d'aluminium

5.A Émissions de CO_2 provenant de la production d'aluminium

Calculer les émissions annuelles de CO_2, de CF_4, de C_2F_6 et de SF_6 provenant de la production d'aluminium selon les méthodes indiquées dans la présente section.

5.A.1 Émissions de CO_2 provenant de la consommation d'anodes précuites

Calculer les émissions annuelles totales de CO_2 provenant de la consommation d'anodes précuites selon l'équation 5-1.

Équation 5-1

$$E_{CO_2\ AP} = \sum_{i=1}^{12} [CNA \times PM \times (1 - S_a - Cen_a) \times 3,664]_i$$

Où :

$E_{CO2\ AP}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la consommation d'anodes précuites (en tonnes).

i = mois

CNA = consommation mensuelle nette d'anodes pour la production d'aluminium liquide (en tonnes d'anodes/tonnes d'aluminium liquide).

PM = quantité mensuelle totale de la production d'aluminium liquide (en tonnes).

S_a = teneur mensuelle en soufre des anodes précuites (en kg de S/kg d'anodes précuites).

Cen_a = teneur mensuelle en cendres des anodes précuites (en kg de cendres/kg d'anodes précuites).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du C.

5.A.2 **Émissions de CO_2 résultant de la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg**

Calculer les émissions annuelles totales de CO_2 provenant de la consommation d'anodes des cellules d'électrolyse de Søderberg selon l'équation 5-2.

Équation 5-2

$$E_{CO_2\,AS} = \sum_{i=1}^{12}\left[(PC \times PM) - \left(MSC \times \frac{PM}{1000}\right) - \left(TB \times PC \times PM \times (S_b + Cen_b + H_b)\right) - \left((1 - TB) \times PC \times PM \times (S_c + Cen_c)\right) - (PM \times CP)\right]_i \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,AS}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg (en tonnes).

i = mois

PC = quantité mensuelle totale de la consommation de pâte anodique (en tonnes de pâte/tonnes d'aluminium liquide).

PM = quantité mensuelle totale de la production d'aluminium liquide (en tonnes).

MSC = émissions provenant de la matière soluble dans le cyclohexane (MSC) (en tonnes) ou facteur utilisé par l'Institut international de l'aluminium, indiqué au tableau 5-1 (en kg de MSC/tonnes d'aluminium liquide).

TB = teneur moyenne mensuelle en brai ou en autre agent liant dans la pâte (en kg de brai ou autre agent liant/kg de pâte).

S_b = teneur mensuelle en soufre ou en autre agent liant du brai (en kg de S ou autre agent liant/kg de brai).

Cen_b = teneur en cendres ou en autre agent liant du brai (en kg de cendres/kg de brai).

H_b = teneur en hydrogène ou en autre agent liant du brai ou facteur utilisé par l'Institut international de l'aluminium, indiqué au tableau 5-1 (en kg d'H_2 ou autre agent liant/kg de brai).

S_c = teneur en soufre du coke calciné (en kg de S/kg de coke calciné).

Cen_c = teneur en cendres du coke calciné (en kg de cendres/kg de coke calciné).

CP = teneur en carbone des poussières provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg (en kg de C/kg d'aluminium liquide, ou valeur de 0).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du C.

5.A.3 Émissions de CO_2 provenant de la cuisson des anodes et des cathodes

Calculer les émissions annuelles totales de CO_2 provenant de la cuisson des anodes et des cathodes selon l'équation 5-3.

Équation 5-3

$$E_{CO_2\,AC} = E_{CO_2\,ME} + E_{CO_2\,B}$$

Où :

$E_{CO2\,AC}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la cuisson des anodes et des cathodes (en tonnes).

$E_{CO2\,ME}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant des matériaux d'emballage, selon l'équation 5-4.

$E_{CO2\,B}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, selon l'équation 5-5.

5.A.4 Émissions de CO_2 provenant des matériaux d'emballage

Calculer les émissions totales de CO_2 provenant de matériaux d'emballage selon l'équation 5-4.

Équation 5-4

$$E_{CO_2\,ME} = \sum_{i=1}^{12} \left(MEC \times PACC \times (1 - Cen_{me} - S_{me})\right)_i \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,ME}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la consommation de matériaux d'emballage (en tonnes).

i = mois

MEC = quantité mensuelle de matériaux d'emballage consommés (en tonnes de matériaux d'emballage/tonnes d'anodes ou de cathodes cuites).

$PACC$ = quantité mensuelle d'anodes ou de cathodes cuites retirées du four (en tonnes).

Cen_{me} = teneur mensuelle en cendres des matériaux d'emballage (en kg de cendres/kg de matériaux d'emballage).

S_{me} = teneur mensuelle en soufre des matériaux d'emballage (en kg de S/kg de matériaux d'emballage).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du C.

5.A.5 **Émissions de CO_2 provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant selon l'équation 5-5.

Équation 5-5

$$E_{CO_2\,B} = \sum_{i=1}^{12} (QACC - PACC - (H_b \times TB \times QACC) - GR)_i \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,B}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant (en tonnes).

i = mois

$QACC$ = quantité mensuelle totale d'anodes ou de cathodes crues placées dans le four (en tonnes).

$PACC$ = quantité mensuelle totale d'anodes ou de cathodes cuites retirées du four (en tonnes).

H_b = teneur mensuelle en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant, ou facteur utilisé par l'Institut international de l'aluminium, indiqué au tableau 5-1 (en kg d'H_2/kg de brai ou autre agent liant).

TB = teneur mensuelle en brai ou en un autre agent liant des anodes ou des cathodes crues (en kg de brai ou autre agent liant/kg d'anodes ou de cathodes).

GR = quantité mensuelle totale de goudron récupéré (en tonnes).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle duC.

5.A.6 Émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke vert

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke vert selon l'équation 5-6.

Équation 5-6

$$E_{CO_2\,CV} = \sum_{i=1}^{12}\left[\left(CCV \times (1 - H_2O_{CV} - V_{CV} - S_{CV}) - (CCP + CSCP + EP) \times (1 - S_{cc})\right) \times 3,664 + (CCV \times 0,035 \times 2,75)\right]_i$$

Où :

$E_{CO2\,CV}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke vert (en tonnes).

i = mois

CCV = quantité mensuelle totale de coke vert consommé (en tonnes).

H_2O_{CV} = teneur mensuelle en eau du coke vert (en kg de H_2O/kg de coke vert).

V_{CV} = teneur mensuelle en matières volatiles du coke vert (en kg de matières volatiles/kg de coke vert).

S_{CV} = teneur mensuelle en soufre du coke vert (en kg de S/kg de coke vert).

CCP = quantité mensuelle totale de coke calciné produit (en tonnes).

$CSCP$ = quantité mensuelle totale de coke sous-calciné produit (en tonnes).

EP = quantité mensuelle totale des émissions provenant de la poussière de coke (en tonnes).

S_{cc} = teneur mensuelle en soufre du coke calciné (en kg de S/kg de coke calciné).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

$0,035$ = teneur en CH_4 et en goudron des matières volatiles du coke contribuant aux émissions de CO_2.

$2,75$ = facteur de conversion du CH_4 en CO_2.

5.A.7 **Émissions de CF_4 et de C_2F_6 dues aux effets d'anode**

Calculer le total annuel des émissions de CF_4 et de C_2F_6 dues aux effets d'anode pour chaque série de cuves utilisant la même technologie selon la méthode indiquée dans la présente section. Quiconque exploite une installation dotée d'un SMECE est tenu de calculer les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 comme il est indiqué à la section 5.B.1.

5.A.7.a Méthode de la pente pour le calcul des émissions de CF_4 dues aux effets d'anode

Calculer les émissions annuelles totales de CF_4 des effets d'anode selon l'équation 5-7.

Équation 5-7

$$E_{CF_4} = \sum_{i=1}^{12} \left[Pente_{CF_4} \times MEA \times PM \right]_i$$

Où :

E_{CF4} = quantité annuelle totale des émissions de CF_4 dues aux effets d'anode (en tonnes).

i = mois

$Pente_{CF4}$ = pente mensuelle d'une série de cuves *j* (en tonnes de CF_4/tonnes d'aluminium liquide/minute d'effet d'anode/cellule-jour).

MEA = durée mensuelle des effets d'anode (exprimée en minutes d'effet d'anode/cellule-jour calculée par mois et obtenue en multipliant la fréquence des effets d'anode, en nombre d'effets d'anode par cellule-jour, par la durée moyenne des effets d'anode, en minutes).

PM = production mensuelle d'aluminium liquide (en tonnes).

5.A.7.b Méthode du coefficient de surtension pour le calcul des émissions de CF_4 dues aux effets d'anode

Calculer les émissions annuelles totales de CF_4 des effets d'anode selon l'équation 5-8.

Équation 5-8

$$E_{CF_4} = \sum_{j=1}^{m}\left[\sum_{i=1}^{12}\left[CS_{CF_4} \times \frac{SEA}{RC} \times PM\right]_i\right]_j$$

Où :

$\mathbf{E_{CF4}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CF_4 dues aux effets d'anode (en tonnes).

$\mathbf{m}$ = nombre de séries de cuves.

$\mathbf{j}$ = série de cuves.

$\mathbf{i}$ = mois.

$\mathbf{CS_{CF4}}$ = coefficient de surtension (en tonnes de CF_4/tonnes d'aluminium liquide/millivolt).

$\mathbf{SEA}$ = surtension mensuelle des effets d'anode (millivolts/cellule).

$\mathbf{RC}$ = rendement du courant dans le procédé de production d'aluminium (fraction).

$\mathbf{PM}$ = production mensuelle d'aluminium liquide (en tonnes).

5.A.7.c Méthode de calcul des émissions de C_2F_6 dues aux effets d'anode

Calculer le total annuel des émissions de C_2F_6 dues aux effets d'anode selon l'équation 5-9.

Équation 5-9

$$E_{C_2F_6} = \sum_{i=1}^{12}\left[E_{CF_4} \times F\right]_i$$

Où :

$\mathbf{E_{C2F6}}$ = quantité annuelle totale des émissions de C_2F_6 (en tonnes).

$\mathbf{E_{CF4}}$ = quantité mensuelle totale des émissions de CF_4 (en tonnes).

$\mathbf{i}$ = mois.

$\mathbf{F}$ = fraction de masse de C_2F_6/CF_4 déterminée par l'émetteur ou choisie dans le tableau 5-2 (en kg de C_2F_6/kg de CF_4).

5.A.8 Émissions de SF_6 utilisé comme gaz de couverture

Calculer les émissions annuelles totales de SF_6 utilisé comme gaz de couverture selon l'équation 5-10 si le calcul se base sur la variation d'inventaire, ou selon l'équation 5-11 s'il se base sur une mesure directe.

Équation 5-10

$$E_{SF_6} = (S_{Stock-Début} - S_{Stock-Fin}) + (S_{Achats} - S_{Transféré})$$

Où :

E_{SF6} = quantité annuelle totale d'émissions de SF_6 utilisé comme gaz de couverture (en tonnes).

$S_{Stock-Début}$ = quantité annuelle totale de SF_6 en stock en début d'année (en tonnes).

$S_{Stock-Fin}$ = quantité annuelle totale de SF_6 en stock en fin d'année (en tonnes).

S_{Achats} = quantité totale des achats de SF_6 pour l'année (en tonnes).

$S_{Transféré}$ = quantité totale de SF_6 transféré hors de l'installation au cours de l'année (en tonnes).

Équation 5-11

$$E_{SF_6} = \sum_{i=1}^{12} [(Q_{Intrant} \times C_{Intrant}) - (Q_{Sortie} \times C_{Sortie})]_i$$

Où :

E_{SF6} = quantité annuelle totale d'émissions de SF_6 utilisé comme gaz de couverture (en tonnes).

i = mois.

$Q_{Intrant}$ = quantité mensuelle totale de gaz de couverture entrant dans les cellules d'électrolyse (en tonnes).

$C_{Intrant}$ = concentration mensuelle de SF_6 du gaz de couverture entrant dans les cellules d'électrolyse (en tonnes de SF_6 /tonnes de gaz injecté).

Q_{Sortie} = quantité mensuelle de gaz contenant du SF_6 recueilli et transféré hors de l'installation (en tonnes).

C_{Sortie} = concentration mensuelle de SF_6 dans le gaz recueilli et transféré hors de l'installation (en tonnes de SF_6 /tonnes de gaz recueilli et transféré hors de l'installation).

5.B **Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.**

Mesurer tous les paramètres mensuellement, sous réserve des exceptions indiquées dans la présente section. Lorsqu'une méthode offre le choix d'utiliser une valeur par défaut ou un paramètre mesuré, l'exploitant d'une installation où les paramètres sont déjà mesurés doit continuer de les mesurer. Si aucune donnée mesurée n'est disponible pour un paramètre, il doit utiliser les valeurs par défaut fournies.

(a) Dans le cas des émissions provenant de la matière soluble dans le cyclohexane (MSC) de l'équation 5-2, les mesurer mensuellement ou utiliser les facteurs utilisés par l'Institut international de l'aluminium.

(b) Dans le cas de la portion de carbone présent dans les poussières provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg nécessaire au calcul selon l'équation 5-2, la mesurer mensuellement ou utiliser la valeur de 0.

(c) Dans le cas de la teneur en hydrogène du brai nécessaire au calcul selon l'équation 5-2 et l'équation 5-5, la mesurer mensuellement ou utiliser les facteurs utilisés par l'Institut international de l'aluminium.

(d) Dans le cas des paramètres relatifs à l'utilisation du SF_6 comme gaz de couverture, les mesurer conformément à l'alinéa (b).

(e) Dans le cas de la quantité de coke calciné, la mesurer directement ou la déterminer en multipliant le taux de récupération par la quantité de coke vert consommé selon l'équation 5-6.

Équation 5-12

$$\boldsymbol{CCP_M = TR \times CCV}$$

Où :

$\mathbf{CCP_M}$ = coke calciné produit et mesuré durant la période de mesure (en tonnes).

$\mathbf{TR}$ = taux de récupération déterminé annuellement durant la période de mesure (en tonnes de coke calciné/tonnes de coke vert).

$\mathbf{CCV}$ = consommation de coke vert mesurée durant la période de mesure (en tonnes).

5.B.1. L'émetteur qui utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu (SMECE) des émissions de CF_4 et de C_2F_6 dues aux effets d'anode doit le faire conformément aux lignes directrices de manuel *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

5.B.2. L'émetteur qui utilise la méthode de la pente ou du coefficient de surtension doit effectuer des tests de rendement pour calculer la pente ou les coefficients de surtension pour chaque technologie utilisée dans une série de cuves conformément au *Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane and Hexafluoroethane Emissions from Primary Aluminum Production* publié en avril 2008 par l'US Environmental Protection Agency (USEPA) et par l'Institut international de l'aluminium. Ces tests doivent être effectués dans les cas suivants :

(a) il s'est écoulé 36 mois depuis les derniers tests ou une série de cuves est mise en exploitation;

(b) un changement survenu dans l'algorithme de contrôle modifie l'intensité ou la durée des effets d'anode ou la nature du protocole de terminaison de ces effets;

(c) des changements se sont produits dans la distribution ou la durée des effets d'anode, ce qui peut survenir lorsque le pourcentage de terminaisons manuelles varie ou lorsque le nombre d'effets d'anode diminue et entraîne à son tour la diminution de leur durée, ou lorsque survient une modification de l'algorithme pour les mouvements de ponts et pour la comptabilisation de la surtension.

5.B.3. La pente ou le coefficient de surtension calculé après les tests de rendement indiqués à la section 5.B.2 doit être utilisé à compter de la date du changement ou le 1er janvier suivant immédiatement les mesures.

5.B.4. L'émetteur qui utilise la méthode de mesures directes de l'équation 5-11 pour calculer les émissions de SF_6 attribuables à la consommation de gaz de couverture doit mesurer mensuellement la quantité de SF_6 qui entre dans les cellules d'électrolyse ainsi que la quantité et la concentration de SF_6 de tout gaz résiduel recueilli et transféré hors de l'installation.

5.C **Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes**

Utiliser les méthodes prescrites dans la présente section pour analyser de nouveau l'échantillon original, un échantillon d'appoint ou un échantillon de remplacement pour les mêmes périodes de mesure et d'échantillonnage que celles de la donnée analytique manquante.

5.C.1. Chaque fois qu'une donnée d'échantillonnage, d'analyse ou de mesure requise à la section 5 pour le calcul des émissions est manquante, s'assurer de suivre la méthode de remplacement des données manquantes indiquée dans la présente section :

(a) Pour les données manquantes concernant la teneur en carbone, la teneur en soufre, la teneur en cendres, la teneur en hydrogène, la teneur en eau, les émissions de matière soluble dans le cyclohexane (MSC), la teneur en brai, le carbone présent dans les poussières d'écumage des cellules d'électrolyse, la teneur en matières volatiles, le calcul de la pente, la fréquence et la durée des effets d'anode, la surtension, la concentration de SF_6 ou le calcul du rendement du courant, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation 5-13 et remplacer les données manquantes comme il est indiqué aux alinéas (b) à (d) de la présente section.

(b) Si $R \geq 0,9$: remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(c) Si $0,75 \leq R < 0,9$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(d) Si $R < 0,75$: remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 5-13

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{QE}_{\text{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{QE}_{\text{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 5.

5.C.2. Si la donnée manquante concerne la consommation nette d'anodes, la consommation de pâte anodique, la consommation de matériaux d'emballage, la consommation d'anodes ou de cathodes crues, la quantité de goudron récupéré, la consommation de coke vert, la production d'aluminium liquide, la production d'hydroxyde d'aluminium, la production d'anodes ou de cathodes cuites, la production de coke calciné et sous-calciné, la quantité de poussière de coke ou la quantité de SF_6, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

5.C.3. Dans tous les cas où la mesure et l'enregistrement des émissions d'une unité se font au moyen d'un SMECE, déterminer les données de remplacement selon la méthode indiquée au rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'équation 5-14 s'il s'agit de la concentration de CO_2, du gaz de la cheminée, du débit de combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

(a) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si 0,75 ≤ R <0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 5-14

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{HS}_{\text{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{HS}_{\text{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 5.

Tableau 5-1 : Facteurs par défaut des paramètres servant à quantifier les émissions de CO_2

Paramètres[1]	Facteur par défaut
CSM : émissions de matières solubles dans le cyclohexane (en kg par tonne d'aluminium)	Søderberg à goujons horizontaux – 4,0 Søderberg à goujons verticaux – 0,5
Hp : teneur en hydrogène du brai (% en poids)	3,3

1. Institut international de l'aluminium, *The Aluminum Sector Greenhouse Gas Protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Gas Protocol)*, 2006, Institut international de l'aluminium.

Tableau 5-2 : Fractions de masse du C_2F_6 par rapport au CF_4 selon la technologie utilisée

Technologie utilisée	Fraction de masse (en kg de C_2F_6/kg de CF_4)
Anodes précuites à piquage central (CWPB)	0,121
Anodes précuites à piquage périphérique (SWPB)	0,252
Søderberg à goujons verticaux (VSS)	0,053
Søderberg à goujons horizontaux (HSS)	0,085

6 Méthodes de quantification pour la sidérurgie

6.A Émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier

Les émissions totales annuelles de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier doivent être calculées par les méthodes indiquées dans la présente section, selon le procédé utilisé. Les matières utilisées pour un procédé donné ou qui en sont issues et qui contribuent pour moins de 1 % de la masse totale de carbone qui entre dans le procédé ou qui en est issue n'ont pas à être incluses dans les équations 6-1 à 6-10. L'exploitant d'une installation dotée d'un SMECE peut calculer les émissions annuelles de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier selon l'équation 6-11 ou les équations 6-1 à 6-10. Lorsqu'une méthode offre le choix d'utiliser une valeur par défaut ou un paramètre mesuré, l'exploitant d'une installation où les paramètres sont déjà mesurés doit continuer de les mesurer. Si aucune donnée mesurée n'est disponible pour un paramètre, il doit utiliser les valeurs par défaut fournies.

6.A.1 Four à induration de taconite

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant du four à induration de taconite selon l'équation 6-1 ou l'équation 6-2.

Équation 6-1

$$E_{CO_2\,T} = [(T \times TC_T) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R)] \times 3,664$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2\,T}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant du four à induration de taconite (en tonnes).

$\mathbf{T}$ = quantité annuelle totale de boulettes vertes (taconite) chargées dans le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_T}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des boulettes vertes (taconite) chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de boulettes de taconite).

$\mathbf{BC}$ = quantité annuelle totale de boulettes cuites produites par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{BC}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des boulettes cuites produites par le four (en tonnes de C/tonnes de boulettes de taconite).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3,664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

Équation 6-2

$$E_{CO_2\,IP} = \left[\sum_{j}^{n}\left(AD_j \times TC_{AD\,j}\right) + (MF \times TC_{MF}) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,IP}$ = quantité annuelle totale des émissions provenant du four à induration de taconite (en tonnes).

n = nombre d'additifs.

j = type d'additifs, tel que le calcaire, la dolomie ou la bentonite.

AD_j = quantité annuelle totale d'additifs chargés dans le four (en tonnes).

$TC_{AD\,j}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des additifs chargés dans le four (en tonnes de C/type d'additifs).

MF = quantité annuelle totale de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes).

TC_{MF} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du minerai de fer ou des boulettes de fer chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes de boulettes de fer).

BC = quantité annuelle totale de boulettes cuites produites par le four (en tonnes).

TC_{BC} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des boulettes cuites produites par le four (en tonnes de C/tonnes de boulettes de taconite).

R = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

TC_R = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$3,664$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.2 **Convertisseur basique à oxygène**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant du convertisseur basique à oxygène selon l'équation 6-3.

Équation 6-3

$$E_{CO_2\,CBO} = \left[(F \times TC_F) + (SC \times TC_{SC}) + \sum_{t=1}^{n}(FL_t \times TC_{FL\,t}) + \sum_{i=1}^{m}(MC_i \times TC_{MC\,i}) - (ABF \times TC_{ABF}) - (LA \times TC_{LA}) - (GF \times TC_{GF}) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,CBO}$ = quantité annuelle totale des émissions provenant du convertisseur basique à oxygène (en tonnes).

n = quantité de matières fondantes.

t = type de matières fondantes, comme le calcaire, la dolomie ou la bentonite.

m = nombre de matières carbonatées.

i = type de matières carbonatées, comme le charbon, la coca, etc.

F = quantité annuelle totale de fer fondu chargé dans le four (en tonnes).

TC_F = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du fer fondu chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer fondu).

SC = quantité annuelle totale de ferrailles chargées dans le four (en tonnes).

TC_{SC} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des ferrailles chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de ferrailles).

FL_t = quantité annuelle totale des matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{FL\,t}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/type de matière fondante).

MC_i = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{MC\,i}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

ABF = quantité annuelle totale d'acier brut fondu produit par le four (en tonnes).

TC_{ABF} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier brut fondu produit par le four (en tonnes de C/tonnes d'acier brut fondu).

LA = quantité annuelle totale de laitier produit par le four (en tonnes).

TC_{LA} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du laitier produit par le four (en tonnes de C/tonnes de laitier).

$\mathbf{GF}$ = quantité annuelle totale de gaz de four transféré hors de l'installation (en tonnes).

$\mathbf{TC_{GF}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du gaz de four transféré hors de l'installation (en tonnes de C/tonnes de gaz de four transféré).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.3 **Batterie de fours à coke**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la batterie de fours à coke selon l'équation 6-4.

Équation 6-4

$$\boldsymbol{E_{CO_2\,COKE}} = [(\boldsymbol{C_C} \times \boldsymbol{TC_{CC}}) - (\boldsymbol{PC} \times \boldsymbol{TC_{PC}}) - (\boldsymbol{SP} \times \boldsymbol{TC_{SP}}) - (\boldsymbol{GC} \times \boldsymbol{TC_{GC}}) - (\boldsymbol{R} \times \boldsymbol{TC_R})] \times \mathbf{3{,}664}$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2\,COKE}}$ = quantité annuelle totale des émissions provenant de la production de coke (en tonnes).

$\mathbf{C_C}$ = quantité annuelle totale de charbon cokéfiable chargé dans la batterie (en tonnes).

$\mathbf{TC_{CC}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du charbon cokéfiable non issu de la biomasse chargé dans la batterie (en tonnes de C/tonnes de charbon cokéfiable).

$\mathbf{PC}$ = quantité annuelle totale de coke produit (en tonnes).

$\mathbf{TC_{PC}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du coke produit (en tonnes de C/tonnes de coke).

$\mathbf{SP}$ = quantité annuelle totale de sous-produits de batteries de fours à coke (en tonnes).

$\mathbf{TC_{SP}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits (non issus de la biomasse) de batteries de fours à coke (en tonnes de C/tonnes de sous-produits).

$\mathbf{GC}$ = quantité annuelle totale de gaz de cokerie transféré hors de l'installation (en tonnes).

$\mathbf{TC_{GC}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du gaz de cokerie transféré hors de l'installation (en tonnes de C/tonnes de gaz de cokerie).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.4 **Matières frittées**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la production de matières frittées selon l'équation 6-5.

Équation 6-5

$$E_{CO_2\ FRITTÉES} = \left[\sum_{i=1}^{m}(MC_i \times TC_{MC\ i}) + (MP \times TC_{MP}) - (S \times TC_S) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\ FRITTÉES}$ = quantité annuelle totale des émissions provenant de la production de matières frittées (en tonnes).

m = nombre de matières carbonatées.

i = type de matières carbonatées, comme le charbon, la coca, etc.

MC_i = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{MC\ i}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

MP = quantité annuelle totale de matières premières frittées (en tonnes).

TC_{MP} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières premières frittées (en tonnes de C/tonnes de matières premières frittées).

S = quantité annuelle totale de production de matières frittées (en tonnes).

TC_S = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production de matières frittées (en tonnes de C/tonnes de production de matières frittées).

R = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

TC_R = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$3,664$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.5 **Four électrique à arc**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 du four électrique à arc selon l'équation 6-6.

Équation 6-6

$$E_{CO_2\,FEA} = \left[\sum_{i=1}^{m}(MC_i \times TC_{MC\,i}) + \sum_{t=1}^{n}(FL_t \times TC_{FL\,t}) + (F \times TC_F) + (SC \times TC_{SC}) + (EC \times TC_{EC}) - (ABF \times TC_{ABF}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,FEA}$ = quantité annuelle totale des émissions du four électrique à arc (en tonnes).

n = quantité de matières fondantes.

t = type de matières fondantes, comme le calcaire, la dolomie ou la bentonite.

m = nombre de matières carbonatées.

i = type de matières carbonatées, comme le charbon, la coca, etc.

F = quantité annuelle totale de fer de réduction directe chargé dans le four (en tonnes).

TC_F = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du fer de réduction directe chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer de réduction directe).

SC = quantité annuelle totale de ferrailles chargées dans le four (en tonnes).

TC_{SC} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des ferrailles chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de ferrailles).

FL_t = quantité annuelle totale de matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{FL\,t}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/matières fondantes).

EC = quantité annuelle totale d'électrodes de carbone non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

TC_{EC} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des électrodes de carbone non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone).

MC_i = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{MC\,i}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

ABF = quantité annuelle totale d'acier brut fondu produit par le four (en tonnes).

TC_{ABF} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier brut fondu produit par le four (en tonnes de C/tonnes d'acier brut fondu).

LA = quantité annuelle totale de laitier produit par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{LA}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du laitier produit par le four (en tonnes de C/tonnes de laitier).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.6 Cuves de décarburation à l'argon-oxygène

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 des cuves de décarburation à l'argon-oxygène selon l'équation 6-7.

Équation 6-7

$$\boldsymbol{E_{CO_2\ DAO}} = [\boldsymbol{Acier} \times (\boldsymbol{TC_{Intrant}} - \boldsymbol{TC_{Sortie}}) - (\boldsymbol{R} \times \boldsymbol{TC_R})] \times \mathbf{3{,}664}$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2\ DAO}}$ = quantité annuelle totale des émissions des cuves de décarburation à l'argon-oxygène (en tonnes).

$\mathbf{Acier}$ = quantité annuelle totale d'acier fondu chargé dans la cuve (en tonnes).

$\mathbf{TC_{Intrant}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu avant décarburation (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$\mathbf{TC_{Sortie}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu après décarburation (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.7 **Production de fer du four de réduction directe**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 du four de réduction directe selon l'équation 6-8.

Équation 6-8

$$E_{CO_2\,RD} = \left[\sum_{k=1}^{n}(MP_k \times TC_{MP\,k}) + \sum_{i=1}^{m}(MC_i \times TC_{MC\,i}) + (Min \times TC_{Min}) - (F \times TC_F) - (NM \times TC_{NM}) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,RD}$ = quantité annuelle totale des émissions du four de réduction directe (en tonnes).

n = nombre de matières premières, autres que les matières carbonatées et le minerai.

k = type de matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai.

m = nombre de matières carbonatées.

i = type de matières carbonatées, comme le charbon, la coca, etc.

Min = quantité annuelle totale de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes).

TC_{Min} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du minerai de fer ou des boulettes de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer ou de boulettes de minerai de fer).

MP_k = total annuel de matières premières consommées autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes).

$TC_{MP\,k}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes de C/tonnes de matières premières).

MC_i = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{MC\,i}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

F = quantité annuelle totale de fer produite par le four (en tonnes).

TC_F = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du fer produit par le four (en tonnes de C/tonnes de fer).

NM = quantité annuelle totale de matières non métalliques produites par le four (en tonnes).

TC_{NM} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières non métalliques produites par le four (en tonnes de C/tonnes de matières non métalliques).

R = quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

TC_R = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$3,664$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.8 **Production de fer du haut fourneau**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 du haut fourneau selon l'équation 6-9.

Équation 6-9

$$E_{CO_2\,HF} = \left[\sum_{k=1}^{n}(MP_k \times TC_{MP\,k}) + \sum_{i=1}^{m}(MC_i \times TC_{MC\,i}) + \sum_{t=1}^{p}(FL_t \times TC_{FL\,t}) + (Min \times TC_{Min}) - (F \times TC_F) - (NM \times TC_{NM}) - (GF \times TC_{GF}) - (R \times TC_R)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,HF}$ = quantité annuelle totale des émissions du haut fourneau (en tonnes).

n = nombre de matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai.

k = type de matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai.

m = nombre de matières carbonatées.

i = type de matières carbonatées, comme le charbon, la coca, etc.

p = nombre de matières fondantes.

t = type de matières fondantes, comme le calcaire, la dolomie ou la bentonite.

Min = quantité annuelle totale de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes).

TC_{Min} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du minerai de fer ou des boulettes de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer ou de boulettes de minerai de fer).

MP_k = quantité annuelle totale de matières premières consommées autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes).

$TC_{MP\,k}$ = teneur moyenne annuelle en carbone des matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes de C/tonnes de matières premières).

MC_i = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{MC\,i}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

FL_t = quantité annuelle totale de matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{FL\,t}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse chargées dans le four (en tonnes de C/matières fondantes).

F = quantité annuelle totale de fer produite par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_F}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du fer produit par le four (en tonnes de C/tonnes de fer).

$\mathbf{NM}$ = quantité annuelle totale de matières non métalliques produites par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{NM}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières non métalliques produites par le four (en tonnes de C/tonnes de matières non métalliques).

$\mathbf{GF}$ = quantité annuelle totale de gaz de haut fourneau transféré hors de l'installation (en tonnes).

$\mathbf{TC_{GF}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du gaz de haut fourneau transféré hors de l'installation (en tonnes de C/tonnes de gaz de haut fourneau).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_R}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.9 **Production d'acier fondu du four-poche**

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 du four-poche selon l'équation 6-10.

Équation 6-10

$$E_{CO_2\,FP} = \left[(AFE \times TC_{AFE}) + \sum_{j=1}^{m}\left(AD_j \times TC_{AD\,j}\right) + (EC \times TC_{EC}) - (AFP \times TC_{AFP}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) - \left(Rp \times TC_{Rp}\right)\right] \times 3{,}664$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2\,FP}}$ = quantité annuelle totale des émissions du four-poche (en tonnes).

$\mathbf{m}$ = nombre d'additifs.

$\mathbf{j}$ = type d'additif, tel que le calcaire, la dolomie ou la bentonite.

$\mathbf{AFE}$ = quantité annuelle totale d'acier fondu chargé dans le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{AFE}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$\mathbf{AD_j}$ = quantité annuelle totale d'additifs chargés dans le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{AD\,j}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des additifs chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes d'additifs).

$\mathbf{EC}$ = total annuel d'électrodes de carbone chargées dans le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{EC}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des électrodes de carbone chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone).

$\mathbf{AFP}$ = quantité annuelle totale d'acier fondu produit par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{AFP}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu produit par le four (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$\mathbf{LA}$ = quantité annuelle totale de laitier produit par le four (en tonnes).

$\mathbf{TC_{LA}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du laitier produit par le four ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de laitier).

$\mathbf{R}$ = quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

$\mathbf{TC_{R}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{Rp}$ = quantité annuelle totale des autres résidus produits (en tonnes).

$\mathbf{TC_{Rp}}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des autres résidus produits ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

$\mathbf{3{,}664}$ = facteur de conversion des tonnes de C en tonnes de CO_2.

6.A.10 Émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier d'installations dotées de SMECE

Les exploitants d'installations dotées de SMECE doivent calculer les émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier selon l'équation 6-11.

Équation 6-11

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,SMECE} - E_{CO_2\,CC}$$

Où :

$\mathbf{E_{CO2}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier (en tonnes) calculée en soustrayant les émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible, comme il est indiqué à la section 2, de la quantité annuelle totale de CO_2 mesurée par le SMECE.

$\mathbf{E_{CO2\,SMECE}}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 du SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et de la production de fer et d'acier (en tonnes).

$\mathbf{E_{CO2\,CC}}$ = total annuel des émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible, calculé comme il est indiqué à la section 2.

6.B Émissions de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier par les méthodes décrites dans la présente section, selon le procédé utilisé. Les matières utilisées pour un procédé donné ou qui en sont issues et qui contribuent pour moins de 0,5 % de la masse totale de carbone qui entre dans le procédé ou qui en est issue n'ont pas à être incluses dans les équations 6-12 à 6-16 de calcul par bilan massique. Les exploitants d'installations dotées de SMECE doivent calculer les émissions annuelles de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier selon équation 6-17. Lorsqu'une méthode offre le choix d'utiliser une valeur par défaut ou un paramètre mesuré, l'exploitant d'une installation où les paramètres sont déjà mesurés doit continuer de les mesurer. Si aucune donnée mesurée n'est disponible pour un paramètre, il doit utiliser les valeurs par défaut fournies.

Équation 6-12

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,A} + E_{CO_2\,D} + E_{CO_2\,MA} + E_{CO_2\,RA}$$

Où :

E_{CO2} = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier (en tonnes).

$E_{CO2\,A}$ = quantité annuelle totale d'émissions de CO_2 provenant de l'atomisation de fonte fondue (en tonnes).

$E_{CO2\,D}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la décarburation de la poudre de fer (en tonnes).

$E_{CO2\,MA}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la mise en nuance de l'acier fondu (en tonnes).

$E_{CO2\,RA}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO2 provenant du recuit de la poudre d'acier.

6.B.1 Émissions de CO_2 provenant de l'atomisation de la fonte fondue

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de l'atomisation de la fonte fondue selon l'équation 6-13.

Équation 6-13

$$E_{CO_2\,A} = \left[(FF \times TC_{FF}) + \sum_{k=1}^{p}(M_k \times TC_{M\,k}) - (FA \times TC_{FA}) - \sum_{j=1}^{m}\left(SP_j \times TC_{SP\,j}\right)\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,A}$ = quantité annuelle totale d'émissions de CO_2 provenant de l'atomisation de fonte fondue (en tonnes).

p = nombre de matières utilisées autres que la fonte fondue.

k = matières utilisées autres que la fonte fondue.

m = nombre de sous-produits.

j = type de sous-produits.

FF = quantité annuelle totale de fonte fondue utilisée dans le procédé (en tonnes).

TC_{FF} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la fonte fondue entrant dans le procédé (en tonnes de C/tonnes de fonte fondue).

M_k = quantité annuelle totale d'autres matières utilisées dans le procédé (en tonnes).

$TC_{M\,k}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des autres matières utilisées dans le procédé (en tonnes de C/tonnes d'autres matières).

FA = quantité annuelle totale de la production de fonte atomisée (en tonnes).

TC_{FA} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la fonte atomisée (en tonnes de C/tonnes de fonte atomisée).

SP_j = quantité annuelle totale de sous-produits (en tonnes).

$TC_{SP\,j}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de sous-produits).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

6.B.2 Émissions de CO_2 provenant de la décarburation de la poudre de fer

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la décarburation de la poudre de fer selon l'équation 6-14.

Équation 6-14

$$E_{CO_2\,D} = \left[(PF \times TC_{PF}) - (PD \times TC_{PD}) - \sum_{j=1}^{m}(SP_j \times TC_{SP\,j})\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,D}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la décarburation de la poudre de fer (en tonnes).

m = nombre de sous-produits.

j = type de sous-produits.

PF = quantité annuelle totale de poudre de fer utilisée dans le procédé (en tonnes).

TC_{PF} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la poudre de fer utilisée dans le procédé (en tonnes de C/tonnes de poudre de fer).

PD = quantité annuelle totale de poudre de fer décarburée (en tonnes).

TC_{PD} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production de poudre décarburée (en tonnes de C/tonnes de production de poudre décarburée).

SP_j = quantité annuelle totale de sous-produits (en tonnes).

$TC_{SP\,j}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de sous-produits).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

6.B.3 Émissions de CO_2 provenant de la mise en nuance de l'acier

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant de la mise en nuance de l'acier selon l'équation 6-15.

Équation 6-15

$$E_{CO_2\,MA} = \left[(AFE \times TC_{AFE}) + \sum_{j=1}^{m}(AD_j \times TC_{AD\,j}) + (EC \times TC_{EC}) - (AFP \times TC_{AFP}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) - (Rp \times TC_{Rp})\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,MA}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la mise en nuance de l'acier (en tonnes).

m = nombre d'additifs.

j = type d'additifs.

AFE = quantité annuelle totale d'acier fondu utilisée dans le procédé (en tonnes).

TC_{AFE} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu utilisé dans le procédé (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

AD_j = quantité annuelle totale d'additifs utilisés dans le procédé (en tonnes).

$TC_{AD\,j}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des additifs utilisés dans le procédé (en tonnes de C/tonnes d'additifs).

EC = total annuel d'électrodes de carbone consommées (en tonnes).

TC_{EC} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des électrodes de carbone consommées (en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone).

AFP = quantité annuelle totale de la production d'acier fondu (en tonnes).

TC_{AFP} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production d'acier fondu (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

LA = quantité annuelle totale de la production de laitier (en tonnes).

TC_{LA} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production de laitier, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de laitier).

R = quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique (en tonnes).

TC_R = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

Rp = quantité annuelle totale de la production d'autres résidus (en tonnes).

TC_{Rp} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production d'autres résidus, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes d'autres résidus).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

6.B.4 Émissions de CO_2 provenant du recuit de la poudre d'acier

Calculer le total annuel des émissions de CO_2 provenant du recuit de la poudre d'acier selon l'équation 6-16.

Équation 6-16

$$E_{CO_2\,RA} = \left[(PA \times TC_{PA}) - (PP \times TC_{PP}) - \sum_{j=1}^{m}(SP_j \times TC_{SP\,j})\right] \times 3,664$$

Où :

$E_{CO2\,RA}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant du recuit de la poudre d'acier (en tonnes).

m = nombre de sous-produits.

j = type de sous-produits.

PA = quantité annuelle totale de poudre d'acier utilisée dans le procédé (en tonnes).

TC_{PA} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la poudre d'acier utilisée dans le procédé (en tonnes de C/tonnes de poudre d'acier).

PP = quantité annuelle totale de la production de poudre d'acier (en tonnes).

TC_{PP} = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production de poudre d'acier (en tonnes de C/tonnes de poudre d'acier).

SP_j = quantité annuelle totale de sous-produits (en tonnes).

$TC_{SP\,j}$ = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits, ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de sous-produits).

$3,664$ = rapport de la masse moléculaire du CO_2 sur celle du carbone.

6.B.5 Émissions de CO_2 des installations de production de poudre de fer et d'acier dotées de SMECE

Les exploitants d'installations dotées de SMECE doivent calculer les émissions de CO_2 provenant de la production de fer et d'acier selon l'équation 6-17.

Équation 6-17

$$E_{CO_2} = E_{CO_2\,SMECE} - E_{CO_2\,CC}$$

Où :

E_{CO2} = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 provenant de la production de poudre de fer et d'acier (en tonnes) calculée en soustrayant les émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible, comme il est indiqué à la section 2, de la quantité annuelle totale de CO_2 mesurée par le SMECE.

$E_{CO2\,SMECE}$ = quantité annuelle totale des émissions de CO_2 du SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et de la production de poudre de fer et d'acier (en tonnes).

$E_{CO2\,CC}$ = total annuel des émissions de CO_2 provenant de la consommation de combustible, calculé comme il est indiqué à la section 2.

6.C Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

La masse annuelle de chacune des matières utilisées dans les méthodes de calcul par bilans massiques des sections 6.A et 6.B doit être déterminée au moyen du même équipement que celui utilisé dans l'usine à des fins de comptabilité, y compris la mesure directe de la quantité de matières utilisées dans le procédé ou par des calculs réalisés à partir de données afférentes aux procédés utilisés.

6.C.1 Teneur en carbone des matières utilisées pour la production de fer et d'acier

Les exploitants d'installations utilisant les méthodes de calcul indiquées aux sections 6.A et 6.B doivent, dans le cas des matières qui contribuent pour 1 % ou plus de la masse totale de carbone entrant dans le procédé, utiliser les données du fournisseur ou déterminer la teneur en carbone par l'analyse annuelle d'au moins trois échantillons représentatifs selon l'une des méthodes suivantes :

(a) dans le cas du minerai de fer, des boulettes de taconite et autres matières ferrifères, utiliser la norme ASTM E1915;

(b) dans le cas du fer et des ferrailles, utiliser la norme ASTM E1019;

(c) dans le cas du charbon, du coke et autres matières carbonatées (p. ex. les électrodes), utiliser la norme ASTM D5373 ou la norme ASTM D5142;

(d) dans le cas de combustibles à base de pétrole liquide et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, utiliser la norme ASTM D5291 et soit la norme ASTM D2502 ou la norme ASTM D2503;

(e) dans le cas de l'acier, utiliser l'une ou l'autre des méthodes d'analyse suivantes :

i. norme ASM CS-104 UNS G10460;

ii. norme ISO/TR 15349-1: 1998;

iii. norme ISO/TR 15349-3: 1998;

iv. norme ASTM E415;

v. norme ASTM E1019;

(f) dans le cas de fondant (c.-à-d. calcaire ou dolomite) et de laitier, utiliser la norme ASTM C25;

(g) dans le cas des sous-produits de la production d'acier (p. ex., le gaz de haut fourneau, le gaz de cokerie, le goudron minéral, l'huile légère, les poussières de laitier et les gaz d'échappement de matières frittées), utiliser un instrument en ligne qui détermine à plus ou moins 5 % la teneur en carbone, ou toute autre méthode d'analyse mentionnée dans la présente section ou toute méthode fondée sur des instruments utilisés dans l'usine à des fins de comptabilité.

6.C.2 **Production de poudre de fer et d'acier**

L'exploitant d'une installation de production de poudre de fer et de poudre d'acier doit déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matière ou produit qui contribue pour 0,5 % ou plus de la masse totale de carbone entrant dans le procédé, soit à partir des données du fournisseur ou par l'une des méthodes suivantes :

(a) dans le cas du fer ou de la poudre de fer, utiliser l'une ou l'autre des méthodes d'analyse suivante :

i. norme ASTM E1019;

ii. norme ASTM E415;

(b) dans le cas de l'acier ou de la poudre d'acier, utiliser l'une ou l'autre des méthodes suivantes :

i. norme ASM CS-104 UNS G10460;

ii. norme ISO/TR 15349-1;

iii. norme ISO/TR 15349-3;

iv. norme ASTM E415;

(c) dans le cas des électrodes de carbone, utiliser la norme ASTM D5373.

6.D **Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes**

Utiliser les méthodes prescrites dans la présente section pour analyser de nouveau l'échantillon original, un échantillon d'appoint ou un échantillon de remplacement pour les mêmes périodes de mesure et d'échantillonnage que celles de la donnée analytique manquante.

6.D.1. Chaque fois qu'une donnée d'échantillonnage, d'analyse ou de mesure requise à la section 6 pour le calcul des émissions est manquante, s'assurer de suivre la méthode de remplacement des données manquantes indiquée dans la présente section.

(a) Pour les données manquantes concernant la teneur en carbone, la température, la pression ou la concentration de gaz, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation 6-18 et remplacer les données manquantes comme il est indiqué aux alinéas (b) à (d) de la présente section.

(b) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(c) Si 0,75 ≤ R <0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(d) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 6-18

$$\boldsymbol{T} = \frac{\boldsymbol{QE_{RÉEL}}}{\boldsymbol{QE_{REQUIS}}}$$

Où :

$\mathbf{T}$ = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{QE_{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{QE_{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 6.

6.D.2. Si la donnée manquante concerne l'un ou l'autre des aspects suivants de la production de fer et d'acier, soit quantité de matières premières carbonatées, quantité de ferrailles, quantité de fer fondu, quantité de charbon cokéfiable, quantité de matières fondantes, quantité de boulettes de fer de réduction directe, quantité d'électrodes de carbone, quantité de minerai de fer ou de boulettes de fer, production de laitier, quantité de boulettes vertes, production de boulettes cuites, production de gaz de cokerie, production de coke, quantité de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, quantité d'autres sous-produits de cokeries, quantité d'acier consommé ou produit, quantité de gaz du convertisseur basique à oxygène transférée hors de l'installation, production de matières frittées,

production de fer ou quantité de sous-produits non métalliques, alors la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

6.D.3. Si la donnée manquante concerne l'un ou l'autre des aspects suivants de la production de poudre de fer et d'acier, soit quantité de fonte fondue, consommation d'électrodes de carbone, quantité d'acier fondu, quantité d'additifs, quantité de poudre de fer ou d'acier, production de fonte atomisée, quantité de laitier, quantité de sous-produits, quantité de résidus ou quantité d'autres matières, alors la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

6.D.4. Dans tous les cas où la mesure et l'enregistrement des émissions se font au moyen d'un SMECE; déterminer les données de remplacement selon la méthode indiquée au rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'équation 6-19 s'il s'agit de la concentration de CO_2, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

(a) Si R ≥ 0,9 : remplacer les données manquantes par la moyenne arithmétique des données d'échantillonnage ou de mesure immédiatement avant et après la période de données manquantes. Si aucune donnée n'est disponible avant la période de données manquantes, utiliser les premières données disponibles après la période de données manquantes.

(b) Si 0,75 ≤ R < 0,9 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.

(c) Si R < 0,75 : remplacer les données manquantes par la valeur de données la plus élevée échantillonnée ou analysée au cours des trois années précédentes.

Équation 6-19

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

$\mathbf{HS}_{\text{RÉEL}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

$\mathbf{HS}_{\text{REQUIS}}$ = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 6.

Équations, tableaux et figures

1 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA CAPTURE, LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DU CARBONE.....2

Figure 1-1 : Illustration d'une installation de capture, de transport et de stockage de CO_2 et de ses débitmètres 2
Équation 1-1.....3
Équation 1-2.....4
Équation 1-3.....5
Équation 1-4.....5
Équation 1-5.....6
Équation 1-6.....7

2 MÉTHODES DE QUANTIFICATION DE LA COMBUSTION DE COMBUSTIBLES 9

Équation 2-1 : combustibles de composition non variable – équation fondée sur l'énergie.....11
Équation 2-2 : combustibles de composition non variable – équation fondée sur le dioxyde de carbone 11
Tableau 2-1 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour l'éthane, le propane et le butane.....12
Tableau 2-2 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour le diesel, l'essence, l'éthanol et le biodiesel 12
Tableau 2-3 : Coefficients d'émissions de CO_2 pour la biomasse solide.....13
Équation 2-3 : combustibles de la biomasse solide.....13
Équation 2-4 : transport sur place par type d'équipement.....14
Équation 2-5 : transport sur place par type d'équipement – équation fondée sur le dioxyde de carbone.....14
Équation 2-6 : transport sur place 14
Équation 2-7 : combustibles solides 16
Équation 2-8 : combustibles de biomasse solide 17
Équation 2-9 : combustibles liquides 17
Équation 2-10 : tous les combustibles gazeux.....18
Équation 2-11 : gaz naturel 19
Équation 2-12 : équation des gaz parfaits.....19
Équation 2-13 : méthodes de calcul du pouvoir calorifique supérieur du CH_4 et du N_2O, en unités d'énergie.....22
Équation 2-14 : méthodes de calcul du pouvoir calorifique supérieur du CH_4 et du N_2O, en unités physiques.....23
Tableau 2-4 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le gaz naturel.....24
Tableau 2-5 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour l'éthane, le propane et le butane.....24
Tableau 2-6 : Coefficients d'émissions de CH_4 et N_2O pour les produits pétroliers raffinés et les biocombustibles.....25
Tableau 2-7 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le charbon, le coke et le gaz de four à coke 26
Tableau 2-8 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour le coke de pétrole.....27
Tableau 2-9 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les gaz de distillation 28
Tableau 2-10 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les combustibles résiduaires industriels utilisés par les cimenteries.....28
Tableau 2-11 : Coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour les combustibles de la biomasse.....28
Équation 2-15 : transport sur place par type d'équipement, en unités d'énergie.....29
Équation 2-16 : transport sur place par type d'équipement, en unités physiques.....29
Équation 2-17 : transport sur place 29
Équation 2-18 : méthode des coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O.....30
Équation 2-19 : méthode des coefficients d'émissions de CH_4 et de N_2O pour la biomasse 31
Équation 2-20 : méthodes des émissions de CH_4 et de N_2O des SMECE 32
Équation 2-21: combustion de combustibles 34
Tableau 2-12 : Valeurs par défaut de la masse volumique du mazout 35
Équation 2-22: pouvoir calorifique supérieur 37
Équation 2-23: teneur en carbone annuelle.....38
Équation 2-24.....40
Équation 2-25.....40

3 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION DE LA CHAUX 41

Équation 3-1 41
Équation 3-2 42
Équation 3-3 42
Équation 3-4 43
Équation 3-5 46
Équation 3-6 46

4 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION DE CIMENT 47

Équation 4-1 47
Équation 4-2 47
Équation 4-3 48
Équation 4-4 49
Équation 4-5 49
Équation 4-6 50
Équation 4-7 52
Équation 4-8 53

5 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA FABRICATION D'ALUMINIUM 54

Équation 5-1 54
Équation 5-2 55
Équation 5-3 56
Équation 5-4 56
Équation 5-5 57
Équation 5-6 58
Équation 5-7 59
Équation 5-8 60
Équation 5-9 60
Équation 5-10 61
Équation 5-11 61
Équation 5-12 62
Équation 5-13 64
Équation 5-14 64
Tableau 5-1: Facteurs par défaut des paramètres servant à quantifier les émissions de CO_2 65
Tableau 5-2: Fractions de masse du C_2F_6 par rapport au CF_4 selon la technologie utilisée 65

6 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA SIDÉRURGIE 66

Équation 6-1 66
Équation 6-2 67
Équation 6-3 68
Équation 6-4 69
Équation 6-5 70
Équation 6-6 71
Équation 6-7 72
Équation 6-8 73
Équation 6-9 74
Équation 6-10 75
Équation 6-11 76
Équation 6-12 77
Équation 6-13 78
Équation 6-14 79
Équation 6-15 80
Équation 6-16 81
Équation 6-17 82
Équation 6-18 84
Équation 6-19 85

Références

Généralités

[AER] Alberta Energy Regulator. 2016. *Directive 017: Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*. Disponible à : https://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-017.

[API] American Petroleum Institute. 2009. *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry*. Disponible à : http://www.api.org/~/media/Files/EHS/climate-change/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf.

[ASME] American Society of Mechanical Engineers. Performance Test Codes. Disponible à : https://www.asme.org.

BioMer. 2005. *Biodiesel Demonstration and Assessment for Tour Boats in the Old Port of Montreal and Lachine Canal National Historic Site*. Rapport final. Disponible à : http://www.sinenomine.ca/Download/BioMer_ang.pdf.

[CAPP] Canadian Association of Petroleum Producers. 1999. *CH_4 and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry*. Vols. 1 and 2. Prepared for the Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary (AB): Clearstone Engineering. Publication Nos. 1999-0009 and 1999-0010. Disponible à : http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/84180 et http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/84181.

[ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2005. *Rapport SPE 1/PG/7 (révisé) : Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques*. Disponible à : http://publications.gc.ca/site/fra/9.808109/publication.html.

[ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2012. *Méthode de référence pour le contrôle à la source – quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions*. Disponible à : http://publications.gc.ca/site/fra/9.640346/publication.html.

[ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2017a. *Rapport d'inventaire national (1990-2015)*. Disponible à : http://publications.gc.ca/site/eng/9.502402/publication.html.

[ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2017b. *Updated CO2 Emission Factors for Gasoline and Diesel Fuel*. Rapport non publié rédigé par Tobin S., Division des inventaires et rapports sur les polluants, Environnement et Changement climatique Canada. Gatineau (QC).

[GPA] Gas Producers Association. 2000. GPA Standard 2261. *Analysis of Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*. Disponible à : https://archive.org/details/gov.law.gpa.2261-00.2000.

Haynes WM. 2016. *CRC Handbook of Chemistry and Physics*, 97e édition. ISBN 9781498754286.

[IAI] International Aluminium Institute. 2006. *The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol)*. Disponible à : http://www.world-aluminium.org/media/filer_public/2013/01/15/fl0000127.pdf.

[GIEC] Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*. Programme des inventaires nationaux des gaz à effet de serre du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat. Disponible à : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html.

[GIEC] Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat. 2006. *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*. Programme des inventaires nationaux des gaz à effet de serre du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat. Disponible à : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/index.html.

McCann, T.J. 2000. *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors: CO_2 per Unit of Fuel, Heating Values*. Rédigé par T.J. McCann et collègues pour Environnement et Changement climatique Canada.

[NCASI] National Council for Air and stream Improvement. 2010. *ICFPA/NCASI Spreadsheets for Calculating GHG Emissions from Pulp and Paper Manufacturing*. Version 3.2. [révisé en mars 2010; cité le 3 décembre 2010].

[NLA] National Lime Association. 2008. *CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry English Units Version*.

Oak Leaf Environmental. 2017. *Memorandum, Recommended Non-Road CH4 and N2O Emission Rates (Revision 2)*. Rédigé par Oak Leaf Environmental Inc. pour Environnement et Changement climatique Canada. Dexter, MI (USA).

[Sask ECON] Saskatchewan Ministry of the Economy. 2017. *Directive PNG017: Measurement Requirements for Oil and Gas Operations*. Disponible à : http://publications.gov.sk.ca/redirect.cfm?p=77938&i=87388.

SGA Energy. 2000. *Emission Factors and Uncertainties for CH4 & N2O from Fuel Combustion*. Rapport non publié rédigé par SGA Energy Limited pour la Division de gaz provoquant l'effet de serre, Environnement et Changement climatique Canada.

Statistique Canada. 2017. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 2015*, édition préliminaire. Catalogue nº 57-003-X. Disponible à : http://www.statcan.gc.ca/pub/57-003-x/57-003-x2017002-fra.htm.

[U.S. EPA and IAI] United States Environmental Protection Agency and the International Aluminium Institute. 2008. *Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF_4) and Hexafluoroethane (C_2F_6) Emissions from Primary Aluminum Production*. Disponible à : http://www.world-aluminium.org/media/filer_public/2013/01/15/fl0000234.pdf.

[U.S. EPA] United States Environmental Protection Agency. 1996. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition, Supplement B*. Disponible à : https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors.

[U.S. EPA] United States Environmental Protection Agency. 2003. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition*. Disponible à : https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors.

Normes d'analyse et d'essai techniques

ASM CS-104 UNS G10460: Carbon steel of medium carbon content

ASTM C25: Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime.

ASTM C114: Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement.

ASTM D70: Standard Test Method for Density of Semi-Solid Bituminous Materials (Pycnometer Method).

ASTM D240: Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter.

ASTM D1298: Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.

ASTM D1826: Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter.

ASTM D1945: Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.

ASTM D1946: Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography.

ASTM D2013 / D2013M: Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis.

ASTM D2163: Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography.

ASTM D2234 / D2234M: Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal.

ASTM D2502: Standard Test Method for Estimation of Mean Relative Molecular Mass of Petroleum Oils from Viscosity Measurements.

ASTM D2503: Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure.

ASTM D3238: Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method.

ASTM D4809: Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method).

ASTM D4891: Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas and Flare Gases Range by Stoichiometric Combustion.

ASTM D5142: Standard Test Methods for Proximate Analysis of the Analysis Sample of Coal and Coke by Instrumental Procedures.

ASTM D5291: Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.

ASTM D5373: Standard Test Methods for Determination of Carbon, Hydrogen and Nitrogen in Analysis Samples of Coal and Carbon in Analysis Samples of Coal and Coke.

ASTM D5468: Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials.

ASTM D5865: Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke.

ASTM D6866: Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis.

ASTM D7459: Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources.

ASTM E415: Standard Test Method for Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel by Spark Atomic Emission Spectrometry.

ASTM E1019: Standard Test Methods for Determination of Carbon, Sulfur, Nitrogen, and Oxygen in Steel, Iron, Nickel, and Cobalt Alloys by Various Combustion and Fusion Techniques.

ASTM E1915: Standard Test Methods for Analysis of Metal Bearing Ores and Related Materials for Carbon, Sulfur, and Acid-Base Characteristics.

ISO/TR 15349-1:1998 : Acier non allié -- Détermination des faibles teneurs en carbone -- Partie 1: Méthode par absorption dans l'infrarouge après combustion dans un four électrique à résistances (par séparation de pics).

ISO/TR 15349-3 : Acier non allié -- Détermination des faibles teneurs en carbone – Partie 3: Méthode par absorption dans l'infrarouge après combustion dans un four électrique à résistance (avec préchauffage).

Pour des renseignements supplémentaires :

Environnement et Changement climatique Canada

Centre de renseignements à la population
12e étage, édifice Fontaine
200, boulevard Sacré-Coeur
Gatineau (Québec) K1A 0H3
Téléphone : 1-800-668-6767 (au Canada seulement) ou 819-938-3860
Courriel : ec.enviroinfo.ec@canada.ca