



**RETURN BIDS TO:**

**RETOURNER LES SOUMISSIONS À:**

Bid Receiving PWGSC/TPSGC reception des  
soumissions

Victory Building/Édifice Victory

Room 310/pièce 310

269 Main Street/269 rue Main

Winnipeg

Manitoba

R3C 1B3

Bid Fax: (418) 566-6167

**SOLICITATION AMENDMENT  
MODIFICATION DE L'INVITATION**

The referenced document is hereby revised; unless otherwise  
indicated, all other terms and conditions of the Solicitation  
remain the same.

Ce document est par la présente révisé; sauf indication contraire,  
les modalités de l'invitation demeurent les mêmes.

**Comments - Commentaires**

**Vendor/Firm Name and Address**

Raison sociale et adresse du  
fournisseur/de l'entrepreneur

**Issuing Office - Bureau de distribution**

Public Works and Government Services Canada -  
Western Region

Victory Building/Édifice Victory

Room 310/pièce 310

269 Main Street/269 rue Main

Winnipeg

Manitoba

R3C 1B3

<b>Title - Sujet</b> HVAC System Consultant HVAC Assessment and Replacement, & Carbon Neutral Study	
<b>Solicitation No. - N° de l'invitation</b> EW038-230858/A	<b>Amendment No. - N° modif.</b> 001
<b>Client Reference No. - N° de référence du client</b> DFO - EW038-230858	<b>Date</b> 2022-10-10
<b>GETS Reference No. - N° de référence de SEAG</b> PW-SPWZ-202-11377	
<b>File No. - N° de dossier</b> PWZ-2-45016 (202)	<b>CCC No./N° CCC - FMS No./N° VME</b>
<b>Solicitation Closes - L'invitation prend fin</b> <b>at - à 02:00 PM</b> Central Standard Time CST <b>on - le 2022-11-08</b> Heure Normale du Centre HNC	
<b>F.O.B. - F.A.B.</b> <b>Plant-Usine:</b> <input type="checkbox"/> <b>Destination:</b> <input checked="" type="checkbox"/> <b>Other-Autre:</b> <input type="checkbox"/>	
<b>Address Enquiries to: - Adresser toutes questions à:</b> Thompson, Valerie	<b>Buyer Id - Id de l'acheteur</b> pwz202
<b>Telephone No. - N° de téléphone</b> (204) 509-0349 ( )	<b>FAX No. - N° de FAX</b> (418) 566-6167
<b>Destination - of Goods, Services, and Construction:</b> <b>Destination - des biens, services et construction:</b>	

Instructions: See Herein

Instructions: Voir aux présentes

<b>Delivery Required - Livraison exigée</b>	<b>Delivery Offered - Livraison proposée</b>
<b>Vendor/Firm Name and Address</b> <b>Raison sociale et adresse du fournisseur/de l'entrepreneur</b>	
<b>Telephone No. - N° de téléphone</b> <b>Facsimile No. - N° de télécopieur</b>	
<b>Name and title of person authorized to sign on behalf of Vendor/Firm</b> <b>(type or print)</b> <b>Nom et titre de la personne autorisée à signer au nom du fournisseur/</b> <b>de l'entrepreneur (taper ou écrire en caractères d'imprimerie)</b>	
<b>Signature</b>	<b>Date</b>

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

PROGRAMME DE DÉCLARATION  
DES GAZ À EFFET DE SERRE  
DÉCEMBRE 2021

Version 5.0



Environnement et  
Changement climatique Canada

Environment and  
Climate Change Canada

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  
12<sup>e</sup> 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 : [enviroinfo@ec.gc.ca](mailto:enviroinfo@ec.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2022

*Also available in English*

# TABLE DES MATIÈRES

<b>GLOSSAIRE.....</b>	<b>IV</b>
<b>RÉSUMÉ DES MODIFICATIONS .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>1 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA CAPTURE, LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DU CARBONE.....</b>	<b>4</b>
1.A Calcul des quantités annuelles de CO <sub>2</sub> .....	5
1.A.1 Installation de capture de CO <sub>2</sub> .....	5
1.A.2 Installation de transport de CO <sub>2</sub> .....	6
1.A.3 Installation d'injection de CO <sub>2</sub> .....	8
1.A.4 Émissions fugitives des installations de capture, de transport et de stockage de CO <sub>2</sub> .....	9
<b>2 MÉTHODES DE QUANTIFICATION DE LA COMBUSTION ET DU TORCHAGE DE COMBUSTIBLES .....</b>	<b>11</b>
2.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles .....	11
2.A.1 Méthode 1 : Méthode des combustibles de composition non variable .....	13
2.A.2 Méthode 2 : Méthode des combustibles de composition variable .....	17
2.A.3 Méthode 3 : système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE) .....	21
2.A.4 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la combustion de mélanges de biomasse et de combustibles fossiles .....	23
2.B Émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O provenant de la combustion de combustibles .....	24
2.C Émissions fugitives provenant du torchage.....	34
2.C.1 Émissions de CO <sub>2</sub> dues au torchage .....	34
2.C.2 Émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O provenant du brûlage à la torche .....	37
2.C.3 Autres émissions de CO <sub>2</sub> .....	38
2.D Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure .....	39
2.D.1 Exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible .....	39
2.D.2 Exigences de mesure de la combustion de combustibles .....	41
2.D.3 Exigences de mesure du contenu calorifique des combustibles .....	42
2.D.4 Exigences de mesure de la teneur en carbone du combustible .....	43
2.D.5 Capture de données analytiques sur les combustibles .....	45
2.D.6 Consommation de combustible associée au transport sur place .....	45
2.D.7 Torches et autres dispositifs de contrôle .....	45
2.E Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes.....	45
<b>3 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE CHAUX.....</b>	<b>48</b>
3.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de chaux .....	48
3.A.1 Coefficient d'émission mensuel de la chaux .....	49
3.A.2 Coefficient d'émission trimestriel des sous-produits ou déchets calcinés .....	49
3.A.3 Émissions de CO <sub>2</sub> des usines de production de chaux dotées de SMECE .....	50
3.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.....	50
3.C Méthode d'estimation des données analytiques manquantes .....	52
<b>4 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE CIMENT .....</b>	<b>54</b>
4.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de ciment .....	54
4.A.1 Coefficient d'émission mensuel du clinker .....	55
4.A.2 Coefficient d'émission trimestriel des poussières de four de cimenterie (PFC) .....	55
4.A.3 Émissions provenant de l'oxydation du carbone organique.....	56
4.A.4 Émissions de CO <sub>2</sub> des usines de ciment dotées de SMECE.....	57
4.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.....	57
4.C Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes. ....	58

<b>5 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'ALUMINIUM .....</b>	<b>61</b>
5.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production d'aluminium .....	61
5.A.1 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la consommation d'anodes précuites .....	61
5.A.2 Émissions de CO <sub>2</sub> résultant de la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Söderberg.....	62
5.A.3 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la cuisson des anodes et des cathodes.....	63
5.A.4 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant des matériaux d'emballage.....	63
5.A.5 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant .....	64
5.A.6 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la calcination du coke vert.....	64
5.A.7 Émissions de CF <sub>4</sub> et de C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> dues aux effets d'anode.....	65
5.A.8 Émissions de SF <sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture .....	67
5.B Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure.....	68
5.C Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes .....	69
<b>6 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA SIDÉRURGIE.....</b>	<b>72</b>
6.A Émissions provenant de la production de fer et d'acier.....	72
6.A.1 Four à induration .....	72
6.A.2 Convertisseur basique à oxygène.....	73
6.A.3 Batterie de fours à coke .....	74
6.A.4 Matières frittées.....	76
6.A.5 Four électrique à arc.....	77
6.A.6 Cuves de décarburation à l'argon-oxygène .....	78
6.A.7 Production de fer du four de réduction directe.....	79
6.A.8 Production de fer du haut fourneau .....	80
6.A.9 Production d'acier fondu du four-poche .....	81
6.A.10 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de fer et d'acier d'installations dotées de SMECE .....	82
6.B Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de poudre de fer et d'acier .....	82
6.B.1 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de l'atomisation de la fonte fondue .....	83
6.B.2 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la décarburation de la poudre de fer .....	84
6.B.3 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier.....	85
6.B.4 Émissions de CO <sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier.....	86
6.B.5 Émissions de CO <sub>2</sub> des installations de production de poudre de fer et d'acier dotées de SMECE .....	87
6.C Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure .....	87
6.C.1 Teneur en carbone des matières utilisées pour la production de fer et d'acier .....	87
6.C.2 Production de poudre de fer et d'acier .....	88
6.D Méthodes d'estimation des données analytiques manquantes .....	89
<b>7 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR.....</b>	<b>91</b>
7.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production d'électricité et de chaleur.....	91
7.B Émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O provenant de la production d'électricité et de chaleur .....	92
7.C Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de l'épuration des gaz acides .....	93
7.D Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure .....	93
7.E Procédures d'estimation des données manquantes .....	94
<b>8 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'AMMONIAC .....</b>	<b>95</b>
8.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production d'ammoniac .....	95
8.B Surveillance et exigences en matière d'AQ/CQ .....	99
8.C Procédures d'estimation des données manquantes .....	100
<b>9 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE L'ACIDE NITRIQUE.....</b>	<b>102</b>
9.A Émissions de N <sub>2</sub> O provenant de la production d'acide nitrique .....	102
9.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure .....	108
9.C Procédures d'estimation des données manquantes .....	109

<b>10 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE</b>	<b>110</b>
10.A Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène	110
10.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure	112
10.C Procédures d'estimation des données manquantes	112
<b>11 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LE RAFFINAGE DE PÉTROLE</b>	<b>114</b>
11.A Émissions fugitives provenant de la régénération des catalyseurs	114
11.B Émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés	120
11.C Émissions fugitives provenant de la production d'asphalte	121
11.D Émissions fugitives provenant de la récupération du soufre	123
11.E Émissions par torchage provenant des torches et autres dispositifs de contrôle	123
11.F Émissions fugitives provenant de réservoirs de stockage	124
11.G Émissions fugitives provenant du traitement des eaux usées industrielles	126
11.H Émissions fugitives provenant des séparateurs huile-eau	129
11.I Émissions fugitives provenant des fuites d'équipement	130
11.J Émissions fugitives provenant de la calcination du coke	130
11.K Émissions fugitives provenant des systèmes de purge non contrôlés	132
11.L Émissions fugitives provenant des opérations de chargement du pétrole brut, du pétrole intermédiaire ou de produits	132
11.M Émissions fugitives provenant des unités de cokéfaction retardée	133
11.N Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure	134
11.N.1 Régénération des catalyseurs	135
11.N.2 Émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés	135
11.N.3 Production de l'asphalte	135
11.N.4 Récupération du soufre	135
11.N.5 Torches et autres dispositifs de contrôle	136
11.N.6 Réservoirs de stockage	136
11.N.7 Traitement des eaux usées	136
11.N.8 Séparateurs huile-eau	137
11.N.9 Calcination du coke	137
11.O Procédures d'estimation des données manquantes	137
<b>12 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE PÂTES ET PAPIERS</b>	<b>139</b>
12.A Émissions provenant de la production de pâtes et papiers	139
12.A.1 Émissions provenant de la combustion de combustibles et de la production d'électricité/chaaleur	139
12.A.2 Émissions provenant de procédés (utilisation de produits chimiques d'appoint)	139
12.A.3 Émissions provenant des eaux usées	141
12.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure	142
12.C Procédures d'estimation des données manquantes	142
<b>13 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE MÉTAUX COMMUNS</b>	<b>144</b>
13.A Calcul des émissions de CO <sub>2</sub>	144
13.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure	145
13.C Procédures d'estimation des données manquantes	147
<b>ANNEXE A : DOCUMENTATION</b>	<b>148</b>
<b>14 ÉQUATIONS, FIGURES ET TABLEAUX</b>	<b>149</b>
<b>15 RÉFÉRENCES</b>	<b>153</b>
15.A Généralités	153
15.B Normes d'analyses et d'essais techniques	155

## GLOSSAIRE

- « Avis de PDGES 2021 » *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2021, 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<sub>2</sub> » Capture de CO<sub>2</sub> d'une installation intégrée qui serait autrement directement rejeté dans l'atmosphère.
- « CO<sub>2</sub> récupéré » Récupération ou capture du CO<sub>2</sub> dans une usine de production d'hydrogène qui serait habituellement livré en vue d'être utilisé en aval dans d'autres industries manufacturières, utilisé dans la production sur place ou envoyé dans des entrepôts permanents.
- « Combustibles de composition non variable » Désigne les combustibles de composition en hydrocarbures et aux propriétés toujours identiques.
- « Combustibles de composition variable » Combustibles de composition variable.
- « Conditions sèches de référence » (dR) Gaz mesuré à 101,325 kPa, 25 °C et 0 % d'humidité.
- « Émissions » Rejets directs dans l'atmosphère 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<sub>6</sub>, 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 production de semi-conducteurs, l'utilisation des solvants, d'aérosols et de SF<sub>6</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> provenant de la décomposition de la biomasse » Rejets de CO<sub>2</sub> 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, sans s'y limiter, celles provenant de l'enfouissement des déchets solides, du torchage des gaz d'enfouissement et de l'incinération des déchets ou des boues d'épuration. Ne comprend pas les émissions dues à la combustion de combustibles résiduels pour produire de la chaleur ou du travail utile, ou les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de biomasse.
- « Émissions des eaux usées » Rejets provenant des eaux usées et du traitement des eaux usées à l'installation. Comprend, sans toutefois s'y limiter, les rejets provenant du torchage des gaz captés lors du traitement des eaux

usées, mais exclut les rejets de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de biomasse ou de l'incinération des boues d'épuration (voir la définition de « Émissions des déchets »).

- « 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 de gaz provenant de la production et le traitement des combustibles fossiles; du transport et de la distribution; des batteries de fours à coke pour le fer et l'acier; de la capture, du transport, de l'injection de CO<sub>2</sub> et des infrastructures pour le stockage.
- « 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<sub>2</sub>.
- « Émissions liées au transport sur place » 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, et dont le but premier est de produire un produit non combustible, par opposition à la chaleur ou au travail utile. Ne comprend pas les conduits d'évacuation (c.-à-d. production d'hydrogène) découlant de la production et de la transformation de combustibles fossiles.
- « Équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO<sub>2</sub>) » Unité de mesure utilisée pour faire la comparaison de gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est différent.
- « Fuites en surface » Émissions provenant des formations géologiques servant au stockage à long terme du CO<sub>2</sub>.
- « GES » Gaz à effet de serre.
- « Guide technique du PDGES » Désigne le *Guide technique pour la déclaration des émissions de gaz à effet de serre – de 2021* – Environnement et Changement climatique Canada (N° cat. : En81-29F-PDF).
- « HFC » Hydrofluorocarbures.
- « Injection de CO<sub>2</sub> » Activité qui place le CO<sub>2</sub> 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 ou 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 (5 et 6).
- « PFC » Poussières de four de cimenterie (section 4).



- « Production d'acide nitrique » Utilisation d'un ou de plusieurs circuits pour produire de l'acide nitrique par oxydation catalytique de l'ammoniac.
- « Production d'aluminium » Procédés primaires utilisés pour fabriquer de l'aluminium à partir d'alumine, comprenant l'électrolyse dans les cuves à anodes précuites et Söderberg, la cuisson d'anodes et de cathodes pour les cuves à anodes précuites et la calcination de coke vert.
- « Production d'ammoniac » Procédés par lesquels l'ammoniac est fabriqué à partir d'une matière première d'origine fossile produite par reformage à la vapeur d'un hydrocarbure. Cela comprend également les procédés où l'ammoniac est fabriqué par gazéification de matières premières solides et liquides.
- « Production de chaux » Désigne tous les procédés utilisés pour fabriquer un produit à base de chaux par calcination de calcaire ou d'autres matériaux calcaires.
- « Production de ciment » Tout procédé utilisé pour la production de divers types de ciment : portland, portland ordinaire, mortier, pouzzolanique ou autres ciments hydrauliques.
- « Production de métaux communs » Procédés de production primaires et secondaires utilisés pour récupérer le cuivre, le nickel, le zinc, le plomb et le cobalt. La production primaire comprend la fusion ou l'affinage des métaux communs à partir de matières premières provenant principalement de minerais. Les procédés de production secondaires comprennent la récupération des métaux communs à partir de diverses matières premières, notamment les métaux recyclés. Les activités liées à ces procédés peuvent comprendre l'élimination des impuretés à l'aide de flux de réactifs carbonatés, l'utilisation d'agents réducteurs pour extraire les métaux ou nettoyer le laitier, et la consommation d'électrodes de carbone.
- « Production de pâtes et papiers » Séparation des fibres de cellulose des autres matières dans les sources de fibres pour produire de la pâte, du papier et des produits du papier. Cela comprend la transformation du papier en produits de carton ou l'utilisation de procédés de couchage ou de contre-collage.
- « Production d'hydrogène » Procédés qui produisent de l'hydrogène gazeux par reformage à la vapeur d'hydrocarbures, l'oxydation partielle d'hydrocarbures ou d'autre transformation de matières premières à base d'hydrocarbures. Cela comprend l'hydrogène produit par les usines de valorisation du bitume, les raffineries de pétrole, les usines chimiques, les usines d'engrais, les unités autonomes de production de gaz industriel et, au besoin, la production d'hydrogène pour la purification ou la synthèse de substances.
- « 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.
- « Raffinage de pétrole » Procédés servant à produire de l'essence, des substances aromatiques, du kérosène, du mazout distillé, du mazout résiduel, des lubrifiants, de l'asphalte ou d'autres produits par le raffinage du pétrole brut ou par la redistillation, le craquage, le réaménagement ou le reformage de dérivés de pétrole non finis. Cela comprend les unités de craquage catalytique; les unités de cokéfaction en lit fluidisé; les unités de cokéfaction retardée; les unités de reformage catalytique; les unités de calcination du coke; les opérations de soufflage d'asphalte; les systèmes de purge; les réservoirs de stockage; les composants d'équipement de traitement (p. ex. compresseurs, pompes, valves et soupapes, dispositifs de protection contre la surpression, brides et connecteurs) dans le secteur du gaz; les opérations de chargement des navires, des barges, des camions-citernes et autres opérations similaires; les unités de torchage; les usines de récupération du soufre et les usines d'hydrogène non marchand qui sont sous la propriété ou le contrôle direct du propriétaire et de l'exploitant de la raffinerie. Cela ne comprend pas les installations qui distillent uniquement le contaminat des pipelines ou qui produisent des lubrifiants, des pavages d'asphalte, des toitures d'asphalte et d'autres matériaux saturés utilisant des produits de pétrole déjà raffinés.
- « Réseau de transport par pipeline » Tous les pipelines appartenant à un propriétaire ou à un exploitant unique dans une province ou un territoire qui assurent le transport ou la distribution du CO<sub>2</sub> 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.

« 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<sub>2</sub> » Désigne le CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> » Transport du CO<sub>2</sub> capturé par tout mode de transport.

« Tonne de matières sèches » Masse d'une tonne de matières solides ne contenant aucune humidité, soit zéro pour cent (0%) d'humidité.

« Unité de cogénération » Dispositif de combustion de combustibles qui génère simultanément de l'électricité, et de la vapeur ou de la chaleur utiles.

« 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).

## RÉSUMÉ DES MODIFICATIONS

Version	Date	Résumé des modifications
5.0	Décembre 2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>Publication initiale des <i>Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada</i> pour 2021</li> <li>Ajout de texte additionnel pour clarifier les émissions des déchets</li> <li>Mise à jour des exigences concernant l'utilisation d'outils de surveillance de la concentration d'O<sub>2</sub> dans les systèmes MECE</li> <li>Inclusion de coefficients d'émissions spécifiques au Nouveau-Brunswick pour le charbon (Tableau 2-7)</li> <li>Mises à jour des méthodologies de quantification des émissions pour la production d'acide nitrique (section 9) et les eaux usées industrielles (section 11.G)</li> </ul>
4.0	Décembre 2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>Publication initiale des <i>Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada</i> pour 2020</li> <li>Ajout de texte additionnel pour clarifier les exigences pour les émissions de batterie de fours à coke, de production d'aluminium et de production de ciment</li> <li>Mise à jour de la méthodologie d'analyse pour le charbon, le coke et autres matériaux dans la sidérurgie</li> <li>Mise à jour des coefficients d'émissions du coke de pétrole et des gaz de distillation (Tableau 2-8 et Tableau 2-9; Équation 2-22 et Équation 2-23)</li> </ul>
3.0	Décembre 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Publication initiale des <i>Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada</i> pour 2019</li> <li>Mise à jour de plusieurs coefficients d'émissions (déchets ligneux, liqueur noire, propane, diesel, essence, éthanol, biodiesel)</li> <li>Ajout de texte afin de clarifier les définitions des émissions des déchets et des émissions des eaux usées</li> <li>Mise à jour du taux d'échantillonnage du charbon</li> <li>Inclusion des méthodologies acceptées par l'Alberta pour les déclarants de l'Alberta</li> </ul>
2.2	Août 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Correction du coefficient d'émissions de N<sub>2</sub>O pour les gaz de distillation (Tableau 2-9). Cette mise à jour a également été incluse dans la version 2017 du fichier (mis à jour à la version 1.1).</li> </ul>
2.1	Mai 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Correction des coefficients d'émissions pour les biocombustibles (Tableau 2-11)</li> </ul>
2.0	Décembre 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Publication initiale des <i>Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada</i> pour 2018</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inclusion des méthodologies de torchage pour la combustion des combustibles</li> <li>• Inclusion des méthodologies pour la production d'électricité, la production d'ammoniac, la production d'acide nitrique, la production d'hydrogène, le raffinage du pétrole, la production de pâtes et papiers et la production de métaux communs.</li> <li>• Mise à jour des coefficients d'émissions pour les biocombustibles</li> </ul>
1.1	Mars 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Correction de l'Équation 6-5 (émissions provenant des matières frittées)</li> </ul>
1.0	Décembre 2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Publication initiale des <i>Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada</i> pour 2017</li> </ul>

# INTRODUCTION

Le présent document présente 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 18 de l'Avis de PDGES 2021. L'Avis de PDGES 2021 a préséance sur le présent document, s'il y a divergence entre ces deux documents. Veuillez noter que le présent document est fondé sur les mises à jour apportées aux *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada, décembre 2020*.

Il est organisé 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 des combustibles dans les installations
- La section 3 porte sur les procédés de calcination dans les fours de fabrication de chaux
- La section 4 porte sur la production de clinker dans les fours de cimenterie
- La section 5 porte sur les procédés industriels employés dans la fabrication d'aluminium
- La section 6 porte sur les procédés industriels employés dans la sidérurgie
- La section 7 porte sur la production d'électricité et/ou de chaleur
- La section 8 porte sur les procédés industriels employés dans la production d'ammoniac (y compris la production connexe d'hydrogène)
- La section 9 porte sur les procédés industriels employés dans la production d'acide nitrique
- La section 10 porte sur les procédés industriels (ou l'évacuation) employés dans la production d'hydrogène (en dehors de la production d'ammoniac)
- La section 11 porte sur le raffinage de pétrole
- La section 12 porte sur les procédés industriels employés dans la production de pâtes et papier
- La section 13 porte sur les procédés industriels employés dans la production de plomb, de zinc, de cuivre, de nickel et de cobalt (fusion ou affinage)

Des directives distinctes sont présentées dans le Guide technique du PDGES pour les personnes à qui les annexes 6 à 18 de l'Avis publié dans la Gazette du Canada en 2021 ne s'applique pas.

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

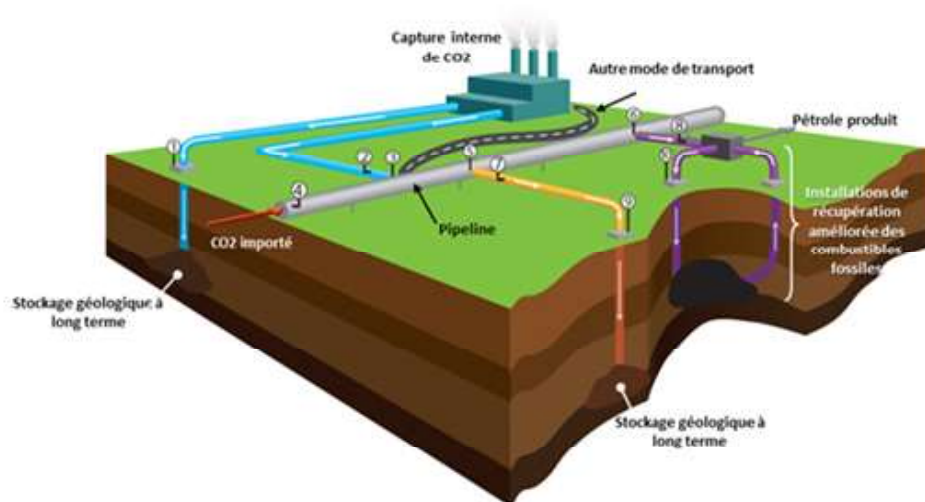
Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Une installation de capture, de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> comporte certains, voire tous les éléments d'infrastructure suivants :

- Une installation de capture de CO<sub>2</sub>, y compris l'ensemble de l'infrastructure, de l'équipement et des procédés conçus pour capter les émissions de CO<sub>2</sub> qui seraient autrement dispersées dans l'atmosphère. Calculer la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> capturé selon l'Équation 1-1 ou l'Équation 1-2.
- Un pipeline, ou tout autre système servant à transporter le CO<sub>2</sub> au Canada, de l'installation de capture jusqu'à l'installation d'injection. Calculer la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> et l'emplacement des débitmètres requis.

**Figure 1-1 : Illustration d'une installation de capture, de transport et de stockage de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>

Pour mesurer les concentrations annuelles, masses volumiques, masses et volumes de toute quantité de CO<sub>2</sub> capté, transporté ou injecté, 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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), ou d'autres méthodes proposées dans les sections appropriées ci-après.

### 1.A.1 Installation de capture de CO<sub>2</sub>

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> s'écoulant par le débitmètre sortant de transfert de propriété selon l'Équation 1-1.

---

#### Équation 1-1 : Capture – Débit massique

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

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre sortant de transfert de propriété (en tonnes).

M<sub>p</sub> = débit massique total, mesuré par le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes).

C<sub>CO<sub>2</sub> p</sub> = concentration moyenne pondérée de CO<sub>2</sub> 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.1.b Méthode du débit volumétrique

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> s'écoulant par le débitmètre sortant de transfert de propriété selon l'Équation 1-2.

---

#### Équation 1-2 : Capture – Débit volumétrique

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

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre sortant de transfert de propriété (en tonnes).

**Q<sub>p</sub>** = écoulement volumétrique total mesuré par le débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p », aux températures et pressions indiquées (en m<sup>3</sup>).

**D<sub>p</sub>** = masse volumique moyenne pondérée de l'écoulement volumétrique, pour la période de mesure spécifiée « p », aux températures et pressions indiquées (en tonnes par m<sup>3</sup>).

**C<sub>CO<sub>2</sub> p</sub>** = concentration moyenne pondérée de CO<sub>2</sub> au débitmètre sortant de transfert de propriété, pour la période de mesure spécifiée « p » (pourcentage en volume de CO<sub>2</sub>, exprimé en fraction décimale).

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

Si le CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>, selon les équations indiquées dans la présente section.

#### 1.A.2.a Méthode du débit massique

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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 : Transport – Débit massique**

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

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).

$C_{CO_2 p}$  = 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 : Transport – Débit volumétrique**

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

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 températures et pressions indiquées (en  $m^3$ ).

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

$C_{CO_2 p}$  = 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 » (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<sub>2</sub>

Pour chacune des installations, calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> directement dans une installation de stockage géologique à long terme, calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> dans une installation de récupération améliorée des combustibles fossiles aux fins de stockage à long terme, calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre du point d'injection (Figure 1-1, débitmètre 10), y compris l'ensemble des volumes ou des masses de CO<sub>2</sub> recyclé, selon l'Équation 1-5.

#### 1.A.3.a Méthode du débit massique

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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 : Injection – Débit massique

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

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection (en tonnes).

**M<sub>p</sub>** = 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)

**C<sub>CO<sub>2</sub> p</sub>** = concentration moyenne pondérée de CO<sub>2</sub> au débitmètre entrant de transfert de propriété ou au débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p », exprimée en fraction décimale.

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

### 1.A.3.b Méthode du débit volumétrique

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection, selon l'Équation 1-6.

---

#### Équation 1-6 : Injection – Débit volumétrique

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

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle de CO<sub>2</sub> mesurée par le débitmètre entrant de transfert de propriété ou le débitmètre d'injection associé à l'injection de CO<sub>2</sub> (en tonnes).

Q<sub>p</sub> = 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 températures et pressions indiquées (en m<sup>3</sup>).

D<sub>p</sub> = masse volumique moyenne pondérée du débit aux températures et pressions indiquées, pour la période de mesure spécifiée « p » (en tonnes par m<sup>3</sup>).

C<sub>CO<sub>2</sub> p</sub> = concentration moyenne pondérée de CO<sub>2</sub> au débitmètre entrant de transfert de propriété ou au débitmètre d'injection, pour la période de mesure spécifiée « p » (pourcentage en volume de CO<sub>2</sub>, exprimé en fraction décimale).

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

Si le CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> reçu ou injecté.

## 1.A.4 Émissions fugitives des installations de capture, de transport et de stockage de CO<sub>2</sub>

### 1.A.4.a Installation de capture de CO<sub>2</sub>

Calculer la masse annuelle des émissions fugitives de CO<sub>2</sub> provenant de fuites ou de rejets d'évacuation de l'équipement situé entre l'installation de capture (voir l'élément « Capture interne de CO<sub>2</sub> » 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. Calculer la masse selon les méthodes indiquées à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009). Sinon, déclarer la différence de masse entre le CO<sub>2</sub> capturé au débitmètre et le CO<sub>2</sub> mesuré à l'emplacement du débitmètre sortant de transfert de propriété, en tant qu'émissions fugitives associées à la capture du CO<sub>2</sub>.

### 1.A.4.b Installation de transport de CO<sub>2</sub>

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> provenant de fuites et de rejets d'évacuation des pipelines ou autres modes de transport du CO<sub>2</sub> 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 traversent une frontière internationale, il faut calculer et déclarer seulement les émissions fugitives provenant de la portion située au Canada. Calculer la masse selon les méthodes indiquées à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009). Sinon, déclarer la différence de masse entre la masse annuelle à l'emplacement des débitmètres entrants de transfert de propriété et la masse annuelle à l'emplacement des débitmètres sortants de transfert de propriété, en tant qu'émissions fugitives associées au transport de CO<sub>2</sub>.

#### 1.A.4.c Installation d'injection de CO<sub>2</sub>

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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 selon les méthodes indiquées à la section 2.2.5 du *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry* (API, 2009). Sinon, déclarer la différence de masse entre les débitmètres entrants de transfert de propriété et les débitmètres des têtes de puits d'injection, en tant qu'émissions fugitives associées à l'injection de CO<sub>2</sub>.

#### 1.A.4.d Fuites en surface du CO<sub>2</sub> stocké

Calculer la masse annuelle de CO<sub>2</sub> 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 et du torchage de combustibles

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

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, 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<sub>2</sub> et à la section 2.B les méthodes d'estimation du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O pour les sources de combustion de combustibles.

### Combustion de combustible de minimis

Si la somme des émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O (excluant le CO<sub>2</sub> provenant de la biomasse), en équivalent CO<sub>2</sub>, provenant de la combustion d'un ou de plusieurs combustibles, ne dépasse pas 0,5 % des émissions totales de GES de l'installation pour tous les combustibles brûlés (excluant le CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de la biomasse), il n'est pas obligatoire de déclarer ces combustibles et leurs émissions.

Brûler des déchets par torchage rejette des émissions fugitives. La section 2.C présente des méthodes d'estimation des émissions dues au brûlage à la torche.

### 2.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles

Pour calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de sources de combustion de combustibles, les exploitants d'installation peuvent utiliser l'une des 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 plutôt utiliser la méthode des combustibles de composition non variable (méthode 1) ou la méthode des combustibles de composition variable (méthode 2). On trouvera à la section 2.D 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 mélanges de biocombustibles et de combustibles fossiles figurent à la section 2.A.4.

## **Méthode 1 : Méthode des combustibles de composition non variable**

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<sub>2</sub> applicables sont 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<sub>2</sub> est indiqué dans le Tableau 2-1 et le Tableau 2-2;
- (b) utiliser l'Équation 2-3, l'Équation 2-4 et l'Équation 2-5 ou la méthode propre à l'installation à la section 2.A.1.a(3) avec la documentation appropriée pour le transport sur place seulement lorsque les informations nécessaires pour utiliser l'Équation 2-1 ou l'Équation 2-2 ne sont pas disponibles.

## **Méthode 2 : Méthode des combustibles fossiles de composition variable**

La méthode des combustibles variables à la section 2.A.2 s'applique aux combustibles dont les propriétés et la composition variable nécessitent la détermination de la teneur en carbone propre à l'installation à l'exception des biocombustibles présentés dans le Tableau 2-3. Un combustible de composition variable correspond à tout combustible qui n'est pas inclus dans le Tableau 2-1 et le Tableau 2-2) :

- (a) utiliser l'Équation 2-6, l'Équation 2-7 et l'Équation 2-8 pour les combustibles non indiqués du Tableau 2-1 au Tableau 2-3. Appliquer l'Équation 2-9 pour le gaz naturel lorsque la teneur en carbone ne peut pas être obtenue auprès du fournisseur de combustible ou mesurée régulièrement;
- (b) utiliser l'Équation 2-1 et l'Équation 2-2 pour les biocombustibles indiqués dans le Tableau 2-3 ou appliquer l'Équation 2-11 pour les biocombustibles servant à produire de la vapeur.

## **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<sub>2</sub>. Déterminer les données relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> provenant du SMECE selon la méthode prescrite à la section 2.A.3.

### **Points importants**

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

Pour les mélanges de combustibles produits et consommés à l'interne [biomasse], il n'est pas requis de déterminer la proportion de chaque type de combustible dans le mélange. Les installations ont la possibilité d'en tenir compte comme d'un type de combustible combiné ou de le séparer par type de combustible.

Les installations qui produisent de la vapeur pour générer de l'électricité et de la chaleur et qui ne parviennent pas à déterminer la quantité réelle de combustible utilisée à chacune de ces fins peuvent 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. Quand une méthode propre à l'installation est utilisée pour déterminer la quantité de combustible utilisée à chaque fin, il faut fournir la documentation à l'appui (voir les détails à l'annexe A).

Utiliser toute méthode de calcul applicable pour un ou plusieurs combustibles brûlés. Par exemple, si une unité brûle du propane et du 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 diesel, même si la méthode des combustibles de composition non variable pourrait servir pour les deux combustibles.

Appliquer un facteur d'oxydation spécifique à l'installation pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles lorsqu'un tel facteur est disponible et l'accompagner d'une documentation à l'appui et de renseignements.

Documenter pour examen la méthode et les renseignements utilisés pour obtenir les propriétés des combustibles propres à une installation (par exemple, la teneur en carbone et les valeurs de pouvoir calorifique supérieur) et les coefficients d'émissions quand ces approches sont nécessairement différentes de celles précisées à la section 2, Méthodes de quantification de la combustion et du torchage de combustibles. Un énoncé des contenus à envisager est présenté à l'annexe A.

### 2.A.1 Méthode 1 : Méthode des combustibles de composition non variable

Cette méthode utilise les valeurs de pouvoir calorifique supérieur du combustible (PCSC) indiquées par le fournisseur ou mesurées à l'installation. Les combustibles de composition non variable sont le propane, l'éthane, le butane, l'essence, le diesel, l'éthanol et le biodiesel. Tous les autres combustibles sont de composition variable (voir section 2.A.2 : Méthode 2 : Méthode des combustibles de composition variable).

Utiliser l'Équation 2-1 ou l'Équation 2-2 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de combustibles de composition non variable à partir des coefficients d'émissions indiqués au Tableau 2-1 et au Tableau 2-2.

Pour les sources de transport sur place, si les paramètres requis pour l'Équation 2-1 ou l'Équation 2-2 ne sont pas disponibles, calculer la masse des émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide de l'Équation 2-3, de l'Équation 2-4 et de l'Équation 2-5, ou de la méthode propre à l'installation présentée au paragraphe 2.A.1.a(3).

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies* (AEP, 2021) peuvent être utilisées au lieu des équations 2-1 et 2-2. De façon plus précise, utiliser l'équation 1-1 ou 1-1a de l'Alberta (avec CD<sub>ene</sub>) au lieu de l'Équation 2-1 d'ECCC, et l'équation 1-1a de l'Alberta (avec CD<sub>vol</sub>) au lieu de l'Équation 2-2 d'ECCC.

---

**Équation 2-1 : Équation des émissions fondée sur l'énergie**

$$CO_{2i} = \sum_{p=1}^n Combustible_{ep} \times CD_{1e} \times 10^{-6}$$

ou

---

**Équation 2-2 : Équation des émissions fondée sur le volume ou la masse**

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

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> d'un certain type de combustible « i » (en tonnes).

**n** = nombre de mesures du contenu calorifique du combustible dans l'année civile, comme indiqué à la section 2.D.

**Combustible<sub>ip</sub>** = masse ou volume de combustible brûlé de type « i » durant la période de mesure ou de livraison « 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.D.1 et 2.D.2.

**Combustible<sub>ep</sub>** = quantité d'énergie de combustible de type « e » brûlé durant la période de mesure ou de livraison « p » (exprimée en MJ), comme il est indiqué aux sections 2.D.1 et 2.D.2.

**CD<sub>1e</sub>** = coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> propre au type de combustible « e » tiré du Tableau 2-1 et du Tableau 2-2, unités d'énergie.

**CD<sub>2i</sub>** = coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> propre au type de combustible « i » tiré du Tableau 2-1 et du Tableau 2-2, unités physiques.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kg en tonnes.

**10<sup>-6</sup>** = facteur de conversion des grammes en tonnes.

---

**Tableau 2-1 : Coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> pour l'éthane, le propane et le butane**

Combustible	Coefficient d'émission de CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	
	kg/kl	g/MJ
Éthane	986	57,3
Propane	1 515	59,9
Butane	1 747	61,4
<sup>1</sup> McCann (2000)		



**Tableau 2-2 : Coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> pour le diesel, l'essence, l'éthanol et le biodiesel**

Combustible	Coefficients d'émissions de CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	
	kg/kl	g/MJ
Diesel <sup>1</sup>	2 681	69,9
Essence <sup>1</sup>	2 307	69,0
Éthanol <sup>1,2</sup>	1 508	64,4
Biodiesel <sup>1,3</sup>	2 472	70,3
<sup>1</sup> Environnement et Changement climatique Canada (2017b). <sup>2</sup> Tiré de Haynes (2016). <sup>3</sup> Tiré de BioMer (2005).		

### 2.A.1.a Transport sur place (combustibles de composition non variable)

Calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du transport sur place selon la méthode décrite au paragraphe 2.A.1.a(1) ou calculer les émissions selon la méthode décrite dans le paragraphe 2.A.1.a(2) ou 2.A.1.a(3).

- (1) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> pour le transport sur place de la façon décrite à la section 2.A.1 Méthode 1 : Méthode pour les combustibles de composition non variable.
- (2) Si on ne dispose pas de données sur la consommation de combustible, on peut calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant du transport sur place en utilisant l'Équation 2-3 ou l'Équation 2-4 (en fonction du volume de combustible) et l'Équation 2-5.

#### Équation 2-3 : Transport sur place par type d'équipement – PCSC

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

ou

#### Équation 2-4: Transport sur place par type d'équipement – CD

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

---

## Équation 2-5: Transport sur place

$$E_{\text{Totale CO}_2} = \sum_{q=1}^4 \left( \sum_k E_{\text{CO}_2 i k q} \right)$$

Où :

$E_{\text{CO}_2 i k q}$  = masse trimestrielle « q » des émissions de CO<sub>2</sub> 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 » (sans dimension; se situe entre zéro et un).

$PCSDC_{i k}$  = consommation spécifique de carburant au frein pour 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.D.1 et 2.D.3.

$CD_{1 i}$  = coefficient d'émission par type de combustible « i » (g CO<sub>2</sub>/MJ), indiqué dans le Tableau 2-2, unités d'énergie.

$CD_{2 i}$  = coefficient d'émission par type de combustible « i » (kg CO<sub>2</sub>/kl), indiqué dans le Tableau 2-2, unités physiques.

$E_{\text{Totale CO}_2}$  = masse annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible « i », pour tout l'équipement de transport sur place « k » (en tonnes).

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

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

- (3) Méthode propre à l'équipement de transport sur place : si les variables requises pour l'Équation 2-3, l'Équation 2-4 et l'Équation 2-5 ne sont pas disponibles pour les sources de transport sur place, calculer la masse des émissions de CO<sub>2</sub> par la méthode qui suit, qui utilise la méthode propre à l'équipement. 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 moyen de consommation de combustibles et le coefficient d'émission propre au combustible indiqué pour chacune des activités typiques;
  - (E) documenter et déclarer la méthode employée, selon l'énoncé des contenus à envisager présenté à l'annexe A.

## 2.A.2 Méthode 2 : Méthode des combustibles de composition variable

Calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> pour chaque type de combustible de composition variable à partir des mesures de la teneur en carbone du combustible réalisées sur place ou indiquées par le fournisseur de combustible et de la quantité de combustible brûlé. Il existe une autre méthode pour calculer les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion de gaz naturel lorsqu'on ne peut obtenir les données sur la teneur en carbone.

Veuillez noter que pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées au lieu des équations 2-6, 2-7, 2-8, et 2-9. De façon plus précise, utiliser l'équation 1-3d de l'Alberta au lieu de l'Équation 2-6 d'ECCC; l'équation 1-3c de l'Alberta au lieu de l'Équation 2-7 d'ECCC; l'équation 1-3a, 1-3b ou 1-4a à 1-4c de l'Alberta au lieu de l'Équation 2-8 d'ECCC et l'équation 1-2 de l'Alberta au lieu de l'Équation 2-9 d'ECCC.

### 2.A.2.a Combustibles solides

Utiliser l'Équation 2-6 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de chaque type de combustible solide brûlé. La quantité de combustible appliquée et la teneur en carbone doivent être basées sur la même teneur en humidité (en pourcentage) ou ajustées en fonction de celle-ci.

---

#### Équation 2-6: Combustibles solides

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

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible solide de type « i », exprimée en tonnes.

**n** = nombre de déterminations de la teneur en carbone pour l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.D pour le combustible solide de type « i ».

**Combustible<sub>ip</sub>** = 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.D.1 et 2.D.2.

**TC<sub>ip</sub>** = 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.D.4. La valeur TC<sub>ip</sub> doit être ajustée selon la teneur en humidité en pourcentage de Combustible<sub>ip</sub>.

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

### 2.A.2.b Combustibles liquides

Utiliser l'Équation 2-7 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de chaque type de combustible liquide brûlé.

---

**Équation 2-7: Combustibles liquides**

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

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation du combustible liquide de type « i » (en tonnes).

**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.D.

**Combustible<sub>ip</sub>** = 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.D.1 et 2.D.2.

**TC<sub>ip</sub>** = teneur en carbone de combustible liquide de type « i », d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure « p » (en tonnes de C par kilolitre de combustible), comme il est indiqué à la section 2.D.4.

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

### 2.A.2.c Combustibles gazeux

Utiliser l'Équation 2-8 pour calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de chaque type de combustible gazeux brûlé. Pour le gaz naturel seulement, l'Équation 2-9 peut être utilisée lorsque la teneur en carbone requise pour l'Équation 2-8 ne peut être obtenue. Pour ces équations, les volumes de combustibles sont 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 2-10. 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 2-8 : Tous les combustibles gazeux**

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

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible gazeux de type « i », exprimée en tonnes.

**n** = nombre de déterminations de la teneur en carbone pour l'année civile, comme il est indiqué à la section 2.D pour le combustible gazeux de type « i ».

**Combustible<sub>ip</sub>** = volume de combustible gazeux de type « i » brûlé au cours de la période « p » (mètres cubes à 15 °C et 101,325 kPa), section 2.D.1 et section 2.D.2.

$TC_{ip}$  = teneur 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 aux sections 2.D.1 et 2.D.4.

3,664 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

10<sup>-3</sup> = facteur de conversion des kg en tonnes.

---

#### Équation 2-9 : Gaz naturel

$$CO_{2\text{ GN}} = \sum_{p=1}^n \text{Combustible}_p \times (60,554 \times PCSC_p - 404,15) \times 10^{-6}$$

Où :

CO<sub>2 GN</sub> = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> 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.D.1.

Combustible<sub>p</sub> = 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.D.1 et 2.D.2.

PCSC<sub>p</sub> = 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.D.1 et 2.D.3.

(60,554 × PCSC<sub>p</sub> - 404,15) = formule empirique (g de CO<sub>2</sub>/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<sup>-6</sup> = facteur de conversion des grammes en tonnes.

---

#### Équation 2-10 : Équation des gaz parfaits

$$\text{Combustible}_{TPN} = \frac{P_m \times \text{Combustible}_m \times T_{TPN}}{T_m \times P_{TPN}}$$

Où :

Combustible<sub>TPN</sub> = volume du combustible gazeux à une température et une pression normales (volume en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa).

P<sub>m</sub> = mesure du volume de la pression de gaz, en kPa.

Combustible<sub>m</sub> = mesure du volume du combustible gazeux, à P<sub>m</sub>, en mètres cubes.

T<sub>TPN</sub> = température normale, 288,15 K.

T<sub>m</sub> = mesure de la température du volume de gaz, Combustible<sub>m</sub>, en degrés Kelvin.

P<sub>TPN</sub> = pression normale, 101,325 kPa.

## 2.A.2.d Biocombustibles de composition variable

La présente section décrit les méthodes servant à calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de biocombustibles qui ne figurent pas dans le Tableau 2-1 ou le Tableau 2-2). Pour ces biocombustibles de composition variable, appliquer les méthodes prévues à la section 2.A.2.a Combustibles solides, 2.A.2.b Combustibles liquides et 2.A.2.c Combustibles gazeux pour chaque type de biomasse.

On peut aussi appliquer, pour les biocombustibles énumérés dans le Tableau 2-3, la méthode de la section 2.A.1 Méthode 1 : *Combustibles de composition non variable*. Puisque les coefficients d'émissions requis sont présentés sur une base sèche dans le Tableau 2-3, la quantité de biocombustibles solides appliquée doit être fondée sur une teneur en humidité de 0 % ou être ajustée à une teneur en humidité de 0 %.

Lorsque les combustibles sont utilisés pour produire de la vapeur, utiliser l'Équation 2-11 : Biocombustibles pour calculer la masse des émissions de CO<sub>2</sub> quand les renseignements sur la quantité et le type de biocombustible ne sont pas disponibles.

---

### Équation 2-11 : Biocombustibles

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

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = masse annuelle d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de chaque type de biocombustible solide « i » (en tonnes).

**Vapeur** = masse totale de vapeur générée par le type de biocombustible solide « i » pour l'année de déclaration (en tonnes de vapeur).

**B** = rapport entre la capacité nominale d'apport de chaleur de la chaudière sur la capacité nominale de production de vapeur (en MJ/tonne de vapeur).

**CD<sub>i</sub>** = coefficient d'émissions du biocombustible solide de type « i », indiqué dans le Tableau 2-3 : Coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la biomasse, le cas échéant (en g CO<sub>2</sub>/MJ), ou coefficient d'émissions 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.D.1, paragraphe (8).

**10<sup>-6</sup>** = facteur de conversion des grammes en tonnes.

**Tableau 2-3 : Coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la biomasse**

Biocombustible	Coefficient d'émissions de CO <sub>2</sub>	
	g/kg	g/MJ
Bois / déchets ligneux <sup>1</sup>	1 715	83,9
Liqueur noire – résineux <sup>2</sup>	1 270	89,5
Liqueur noire – feuillus <sup>2</sup>	1 230	88,8
Liqueur noire – paille <sup>2</sup>	1 320	90,1
<sup>1</sup> Adapté de l'EPA (2003), selon l'hypothèse d'une teneur en humidité de 0 % et d'un pouvoir calorifique supérieur de 20,44 MJ/kg. <sup>2</sup> Adapté de NCASI (2010), selon l'hypothèse d'une teneur en solides secs (humidité de 0 %).		

### 2.A.2.e Transport sur place (combustibles de composition variable)

Si des combustibles de composition variable sont utilisés, calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> par le transport sur place en utilisant l'Équation 2-7: Combustibles liquides. Si on ne peut obtenir l'information requise pour l'Équation 2-7: Combustibles liquides, calculer les coefficients d'émissions propres au matériel de transport sur place et suivre l'approche décrite à la section 2.A.1.a. Documenter et déclarer l'approche et l'information utilisée pour calculer tous les coefficients d'émissions propres à l'équipement de transport sur place, voir les détails à l'annexe A.

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

Calculer la masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> ou d'O<sub>2</sub> et les mesures de débit de gaz de combustion pour déterminer les émissions massives horaires de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> pour l'année de déclaration, exprimées en tonnes, en fonction de la somme des émissions massives horaires de CO<sub>2</sub> durant l'année civile.

- (3) Les exploitants d'installation peuvent utiliser un dispositif de mesure de la concentration d'oxygène (O<sub>2</sub>) plutôt qu'un dispositif de mesure de la concentration de CO<sub>2</sub> pour déterminer les concentrations horaires de CO<sub>2</sub>, si les deux conditions suivantes sont respectées. Premièrement, l'effluent gazeux mesuré par le SMECE ne doit contenir que des produits de combustion (c.-à-d. qu'aucune émission de CO<sub>2</sub> issue de procédés ou d'un dispositif de contrôle de gaz acide n'est mélangée aux produits de combustion). Deuxièmement, seuls les combustibles suivants sont brûlés dans l'unité : charbon, coke de pétrole, produits pétroliers raffinés ou non, gaz naturel, 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<sub>2</sub>.
- (b) Dans le cas d'installations qui brûlent des biocombustibles et pour lesquelles les concentrations d'O<sub>2</sub> servent au calcul des concentrations de CO<sub>2</sub>, il faut démontrer par des contrôles à la source annuels que le ratio entre les concentrations de CO<sub>2</sub> calculées et les concentrations de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> séparément, comme il est indiqué à section 2.A.4.
- (5) Pour toute unité utilisant les données d'un SMECE, fournir séparément les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de procédés industriels et celles provenant d'installations de combustion fixes. 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.D.1 et 2.D.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<sub>2</sub> ou des effluents gazeux, choisir et faire fonctionner les appareils conformément aux exigences appropriées à l'installation et aux dispositions en vigueur au Canada<sup>1,2</sup>.
- (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<sub>2</sub>, choisir et faire fonctionner le SMECE selon les exigences appropriées ou celles équivalentes en vigueur au Canada. Les SMECE ajoutés sont assujettis aux spécifications énoncées aux paragraphes 2.A.3(1) à 2.A.3(5), le cas échéant.

---

<sup>1</sup> *Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques*, Rapport SEP 1/PG/7 (révisé), Décembre 2005.

<sup>2</sup> *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*, En14-46/1-2012F-PDF, Juin 2012.



## 2.A.4 Émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> provenant d'unités brûlant un mélange de biocombustibles et de combustibles fossiles, y compris des combustibles dérivés de matières résiduelles (p. ex., déchets ligneux et pneus) qui sont en partie des biocombustibles.

- (1) Si le CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> provenant du brûlage de biocombustibles. Déterminer la quantité 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<sub>2</sub> (ou l'O<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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. combustible dérivé de pneus), ou des biocombustibles pour lesquels aucun coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> n'est indiqué dans le Tableau 2-2 et le Tableau 2-3, utiliser l'une des méthodes suivantes pour estimer les émissions biogéniques de CO<sub>2</sub> :
  - (A) Utiliser la méthode 2 ou 3 pour calculer les émissions massiques annuelles totales de CO<sub>2</sub>, le cas échéant.
  - (B) Déterminer la portion biogénique des émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>.
  - (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<sub>2</sub> entre les biocombustibles et les combustibles autres selon les proportions moyennes des échantillons analysés au cours de l'année de déclaration.
  - (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<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la combustion de combustibles

Calculer la masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de sources de combustion de chaque type de combustible, par les méthodes indiquées dans la présente section.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 1-5 ou 1-5a de l'Alberta (avec CD<sub>ene</sub>) au lieu de l'Équation 2-12 d'ECCC; l'équation 1-5a de l'Alberta (avec CD<sub>vol</sub>) au lieu de l'Équation 2-13 d'ECCC; l'équation 1-5 de l'Alberta au lieu de l'Équation 2-18 d'ECCC.

- (1) Lorsque les valeurs de pouvoir calorifique supérieur de combustible (PCSC) sont mesurées directement, ou indiquées par le fournisseur du combustible, utiliser l'Équation 2-12 pour calculer les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O.

---

### Équation 2-12 : Méthodes de calcul du PCSC du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O, en unités d'énergie

$$CH_4_e \text{ ou } N_2O_e = \sum_{p=1}^n Combustible_{ep} \times CD_e \times k$$

Où :

**CH<sub>4</sub><sub>e</sub> ou N<sub>2</sub>O<sub>e</sub>** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O pour le combustible de type « e », en tonnes de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O par année.

**Combustible<sub>ep</sub>** = quantité d'énergie de combustible de type « e » brûlé durant la période de mesure ou de livraison « p » (exprimée en MJ), comme il est indiqué aux sections 2.D.1 et 2.D.2.

**CD<sub>e</sub>** = coefficient d'émissions du CH<sub>4</sub> ou du N<sub>2</sub>O par type de combustible « e » fourni dans les tableaux du Tableau 2-4 au Tableau 2-11 ou indiqué par le fournisseur de combustible ou le fabricant de l'équipement, en unités d'énergie.

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

**k** = facteur de conversion approprié en tonnes de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O, selon les unités du CD, obtenu soit du Tableau 2-4 au Tableau 2-11, soit du fournisseur de combustible ou du fabricant de l'équipement, ou calculé à l'installation. La majorité des CD fondés sur l'énergie dans le Tableau 2-4 à Tableau 2-11 (en g/GJ) nécessitent un facteur de conversion de 10<sup>-9</sup>.

- (2) Lorsque le PCSC n'est pas indiqué par le fournisseur du combustible ou qu'il n'est pas mesuré régulièrement, utiliser l'Équation 2-13 pour calculer les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O.

---

**Équation 2-13 : Méthodes de calcul du PCSC du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O, en unités physiques**

$$CH_{4\ i} \text{ ou } N_{2\ O\ i} = \sum_{p=1}^n Combustible_{i\ p} \times CD_{2\ i} \times k$$

Où :

**CH<sub>4</sub><sub>i</sub> ou N<sub>2</sub>O<sub>i</sub>** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O pour le combustible de type « i », en tonnes de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O par année.

**Combustible<sub>i p</sub>** = masse ou volume de combustible de type « i » brûlé durant la période de mesure ou de livraison « 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 à la section 2.D.1 et à la section 2.D.2.

**CD<sub>i</sub>** = coefficient d'émissions du CH<sub>4</sub> ou du N<sub>2</sub>O par type de combustible « i » fourni dans les tableaux du Tableau 2-4 au Tableau 2-11, indiqué par le fournisseur de combustible ou le fabricant de l'équipement, ou calculé à l'installation, en unités physiques.

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

**k** = 10<sup>-3</sup> pour les combustibles liquides et solides; 10<sup>-6</sup> pour les combustibles gazeux; autrement, le facteur de conversion approprié en tonnes de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O, en fonction des unités du CD, obtenu soit du fournisseur de combustible ou du fabricant de l'équipement, ou calculé à l'installation.

- (3) Le coefficient d'émissions propres à l'équipement ou l'installation peut aussi être déterminé à l'aide d'essais à la source ou en provenance du fabricant de l'équipement afin de quantifier les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O au moyen de l'Équation 2-13. Pour les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O des batteries de fours à coke, si la masse ou le volume de combustible par type de combustible est inconnu, la quantité annuelle totale de coke produite (tonnes) peut être utilisée. Documenter la méthode employée pour calculer les coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O propres à l'installation (voir l'annexe A).
- (4) SMECE. Estimer la masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour les unités qui utilisent la méthode 3 (SMECE) et pour lesquelles l'apport de chaleur est surveillé tout au long de l'année, au moyen de l'Équation 2-14.

---

**Équation 2-14 : Méthodes du SMECE pour le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O**

$$CH_{4i} \text{ ou } N_2O_i = (HI)_{Ai} \times CD_i \times 10^{-6}$$

Où :

**CH<sub>4i</sub>** ou **N<sub>2</sub>O<sub>i</sub>** = masse annuelle d'émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O provenant de la combustion d'un type précis de combustible « i », exprimée en tonnes.

**(HI)<sub>Ai</sub>** = apport de chaleur annuel cumulatif du combustible (en MJ), indiqué par type de combustible « i ».

**CD<sub>i</sub>** = coefficient d'émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O propre au combustible par type de combustible « i », indiqué dans les Tableau 2-4 à Tableau 2-11 (en grammes/MJ ou en grammes/kg de charbon).

**10<sup>-6</sup>** = facteur de conversion des grammes en tonnes.

---

**Tableau 2-4 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour le gaz naturel**

Source	Coefficients d'émissions pour le gaz naturel <sup>1</sup>			
	CH <sub>4</sub> g/m <sup>3</sup>	N <sub>2</sub> O g/m <sup>3</sup>	CH <sub>4</sub> g/GJ	N <sub>2</sub> O 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) <sup>2</sup>	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 place <sup>3</sup>	9	0,06	0,2	0,002
<sup>1</sup> SGA Energy (2000). <sup>2</sup> Adapté de l'EPA (1996b) et de l'ACPP (1999). <sup>3</sup> Adapté de GIEC (2006).				

**Tableau 2-5 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour l'éthane, le propane et le butane**

Type de combustibles	Coefficient d'émission <sup>1</sup> (g/l)			
	CH <sub>4</sub> kg/kl	N <sub>2</sub> O kg/kl	CH <sub>4</sub> g/GJ	N <sub>2</sub> O g/GJ
Éthane	0,024	0,108	1,4	6,3
Propane				
Industrie	0,024	0,108	0,95	4,3
Transport sur place <sup>2,3</sup>	0,64	0,087	25	3,4
Butane	0,024	0,108	0,84	3,8
<sup>1</sup> SGA Energy (2000). <sup>2</sup> Oak Leaf Environmental (2017). <sup>3</sup> Adapté de GIEC (2006).				

**Tableau 2-6 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O pour les produits pétroliers raffinés et les biocombustibles**

Combustible par source et par technologie	Coefficient d'émissions			
	CH <sub>4</sub> kg/kl	N <sub>2</sub> O kg/kl	CH <sub>4</sub> g/GJ	N <sub>2</sub> O g/GJ
<b>Diesel</b>				
Toute l'industrie – combustion stationnaire <sup>1</sup>	0,078	0,02	2,0	0,58
Unités de valorisation – combustion stationnaire <sup>1</sup>	0,078	0,02	2,0	0,58
Transport sur place, <19kW <sup>1</sup>	0,073	0,02	1,9	0,58
Transport sur place, ≥19 kW, paliers 1-3 <sup>1</sup>	0,073	0,02	1,9	0,58
Transport sur place, ≥ 19 kW, palier 4 <sup>1</sup>	0,073	0,23	1,9	5,9
<b>Essence<sup>1</sup></b>				
Toute l'industrie – combustion stationnaire <sup>3</sup>	0,1	0,02	3,0	0,6
Transport sur place, à 2 temps	10,6	0,013	320	0,38
Transport sur place, à 4 temps	5,08	0,064	150	1,9
<b>Mazout léger<sup>2</sup></b>				
Services publics	0,18	0,031	4,6	0,80
Industrie	0,006	0,031	0,15	0,80
Foresterie, construction, administration publique, et commercial et industriel	0,026	0,031	0,67	0,80
<b>Mazout lourd<sup>2</sup></b>				
Services publics	0,034	0,064	0,80	1,5
Industrie	0,12	0,064	2,8	1,5
Foresterie, construction, administration publique, commercial et industriel	0,057	0,064	1,3	1,5
<b>Kérosène<sup>2</sup></b>				
Services publics	0,006	0,031	0,16	0,83
Industrie	0,006	0,031	0,16	0,83
Foresterie, construction, administration publique, commercial et industriel	0,026	0,031	0,70	0,83
<b>Éthanol*</b>				
Toute l'industrie – combustion stationnaire <sup>1</sup>	0,1	0,02	4,3	0,85
Transport sur place, à 2 temps	10,6	0,013	450	0,54
Transport sur place, à 4 temps	5,08	0,064	220	2,7
<b>Biodiesel**</b>				
Toute l'industrie – combustion stationnaire <sup>1</sup>	0,078	0,02	2,2	0,63
Unités de valorisation – combustion stationnaire <sup>1</sup>	0,078	0,02	2,2	0,63
Transport sur place, <19kW <sup>1</sup>	0,073	0,02	2,1	0,63
Transport sur place, ≥19 kW, paliers 1-3 <sup>1</sup>	0,073	0,02	2,1	0,63
Transport sur place, ≥ 19 kW, palier 4 <sup>1</sup>	0,073	0,23	2,1	6,4
<sup>1</sup> Oak Leaf Environmental (2017). <sup>2</sup> SGA Energy (2000). <sup>3</sup> Adapté de GIEC (2006). * Les coefficients d'émissions d'éthanol en fonction des coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour l'essence (par mode et par technologie) modifiés en fonction des caractéristiques de l'éthanol. * Les coefficients d'émissions du biodiesel en fonction des coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour le diesel (par mode et par technologie) modifiés en fonction des caractéristiques du biodiesel.				

**Tableau 2-7 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour le charbon, le coke et le gaz de cokerie**

Source par type de charbon et par région	Coefficient d'émissions <sup>1</sup>			
	CH <sub>4</sub> g/kg	N <sub>2</sub> O g/kg	CH <sub>4</sub> g/GJ	N <sub>2</sub> O g/GJ
<b>Services publics</b>				
Anthracite	0,022	0,032	0,79	1,2
Bitumineux canadien	0,022	0,032	0,78	1,1
Bitumineux étranger	0,022	0,032	0,74	1,1
Lignite				
<i>Saskatchewan</i>	0,022	0,032	1,4	2,0
<i>Toutes les autres provinces</i>	0,022	0,032	1,4	2,0
Subbitumineux				
<i>Manitoba, Ontario</i>	0,022	0,032	1,1	1,5
<i>Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan</i>	0,022	0,032	1,2	1,7
<i>Nouveau-Brunswick<sup>2</sup></i>	0,022	0,032	0,8	1,2
<i>Toutes les autres provinces</i>	0,022	0,032	1,1	1,7
<b>Industrie et centrales de production de chaleur et de vapeur</b>				
Anthracite	0,03	0,02	1,1	0,72
Bitumineux canadien	0,03	0,02	1,1	0,70
Bitumineux étranger	0,03	0,02	1,0	0,67
Lignite				
<i>Saskatchewan</i>	0,03	0,02	1,8	1,2
<i>Toutes les autres provinces</i>	0,03	0,02	1,9	1,2
Subbitumineux				
<i>Manitoba, Ontario</i>	0,03	0,02	1,4	1,0
<i>Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan</i>	0,03	0,02	1,6	1,1
<i>Toutes les autres provinces</i>	0,03	0,02	1,6	1,0
<b>Résidentiel, administration publique</b>				
Anthracite	4	0,02	100	0,72
Bitumineux canadien	4	0,02	100	0,70
Bitumineux étranger	4	0,02	100	0,67
Lignite				
<i>Saskatchewan</i>	4	0,02	200	1,2
<i>Toutes les autres provinces</i>	4	0,02	200	1,2
Subbitumineux				
<i>Manitoba, Ontario</i>	4	0,02	200	1,0
<i>Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan</i>	4	0,02	200	1,1
<i>Toutes les autres provinces</i>	4	0,02	200	1,0
Coke	0,03	0,02	1,0	0,69
Gaz de cokerie	g/m <sup>3</sup>		g/GJ	
	0,037	0,035	1,9	1,8

<sup>1</sup> SGA Energy (2000). <sup>2</sup>PCSC pour le nouveau-brunswick : ECCC (2021)

**Tableau 2-8 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour le coke de pétrole**

Coke de pétrole	Coefficient d'émissions <sup>1</sup>			
	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
	kg/m <sup>3</sup>	g/GJ	kg/m <sup>3</sup>	g/GJ
Usines de valorisation <sup>2</sup>	0,12	3,0	0,024	0,59
Raffineries et autres <sup>3</sup>	0,12	2,5	0,0275	0,579
<sup>1</sup> Coefficient d'émissions : Adapté de GIEC (2006). <sup>2</sup> PCSC : Statistics Canada RESD. <sup>3</sup> PCSC : CEEDC (Griffin, B. 2020)				

**Tableau 2-9 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour les gaz de distillation**

Combustible	Coefficient d'émission			
	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
	g/m <sup>3</sup>	g/GJ	g/m <sup>3</sup>	g/GJ
Gaz de distillation <sup>1,2</sup>	0,032	0,83	0,02	0,5
<sup>1</sup> Adapté de GIEC (2006) et CEEDC (Griffin, B. 2020). <sup>2</sup> SGA (2000).				

**Tableau 2-10 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour les combustibles résiduels industriels utilisés par les cimenteries**

Combustible	Coefficient d'émission <sup>1</sup>	
	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
	kg/GJ	kg/GJ
Résiduels industriels utilisés	0,03	0,004
1. Adapté du GIEC (2006).		



**Tableau 2-11 : Coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour les biocombustibles**

Biocombustibles	Coefficients d'émissions			
	CH <sub>4</sub> g/kg	N <sub>2</sub> O g/kg	CH <sub>4</sub> g/GJ	N <sub>2</sub> O g/GJ
Bois de chauffage ou déchets ligneux <sup>1</sup>	0,10	0,07	4,74	3,25
Liqueur noire <sup>2</sup>	0,029	0,005	2,09	0,38
<p>1. Adapté de l'EPA (2003) et de NCASI (2012), selon l'hypothèse d'une teneur en humidité de 0 % et d'un pouvoir calorifique supérieur de 20,44 MJ/kg.</p> <p>2. Adapté de NCASI (2012), selon l'hypothèse d'une teneur en solides secs (humidité de 0 %) et d'un pouvoir calorifique supérieur de 13,7 MJ/kg.</p>				

- (5) Transport sur place. Calculer la masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O provenant du transport sur place à l'aide de la méthode décrite au paragraphe 2.B(1) ou 2.B(2) avec les coefficients d'émission présentés dans le Tableau 2-6. Si les coefficients d'émissions requis ne figurent pas dans le Tableau 2-6, calculer les coefficients d'émissions du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O propres à l'équipement de transport sur place et documenter et déclarer les méthodes utilisées. Si les données sur la consommation de combustible ne peuvent être obtenues du fournisseur de combustible ou mesurées régulièrement, calculer les émissions en utilisant l'une ou l'autre des méthodes de calcul décrites aux paragraphes 2.B(5)(A) ou 2.B(5)(B).
- (A) Autre méthode de calcul. Calculer la masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O provenant du transport sur place pour chaque type de combustible à l'aide de l'Équation 2-15 et de l'Équation 2-17. Utiliser l'Équation 2-16 à la place de l'Équation 2-15 si le PCSC ne peut être obtenu du fournisseur de combustible ou mesuré régulièrement.

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

$$E_{gikq} = (h_{ik} \times pc_{ik} \times FC_{ik} \times PCSDC_{ik}) \times PCSC_{iq} \times CD_{1gi} \times 10^{-6}$$

ou

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

$$E_{gikq} = (h_{ik} \times pc_{ik} \times FC_{ik} \times PCSDC_{ik}) \times CD_{2gi} \times 10^{-3}$$

---

**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<sub>4</sub> ou N<sub>2</sub>O) 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 au frein 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.D.1 et 2.D.3.

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

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

$E_{Totale\ g\ i}$  = masse annuelle totale des émissions de gaz à effet de serre « g » (CH<sub>4</sub> ou N<sub>2</sub>O) par type de combustible « i », pour tout l'équipement de transport sur place « k » (en tonnes).

$10^{-3}$  = facteur de conversion de grammes à tonnes.

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

- (B) Autre mode de calcul : Calculer la masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O 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 :
- (i) 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;
  - (ii) calculer le taux horaire moyen de consommation de combustible pour chaque éventail d'activités typiques;
  - (iii) déterminer le nombre d'heures de chaque type d'activité de l'installation dans l'année civile;
  - (iv) calculer la masse annuelle totale d'émissions mobiles en multipliant les heures d'activité par le taux moyen de consommation de combustible et le coefficient d'émission propre au combustible indiqué pour chacune des activités typiques;
  - (v) documenter et déclarer la méthode employée.
- (6) Biomasse. Utiliser l'Équation 2-18 pour estimer les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant du brûlage de biomasse en fonction de la quantité de vapeur produite s'il est impossible de déterminer la quantité de biocombustible à appliquer pour l'Équation 2-12 ou l'Équation 2-13.

---

**Équation 2-18 : Méthode des coefficients d'émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour la biomasse**

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

Où :

**CH<sub>4</sub> ou N<sub>2</sub>O** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O provenant du brûlage de biomasse (en tonnes).

**Vapeur** = masse totale de vapeur générée par le brûlage de biomasse durant l'année de déclaration (tonnes de vapeur).

**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).

**CD** = coefficient d'émission de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O propre au combustible selon le Tableau 2-11, le cas échéant (en grammes par MJ).

**10<sup>-6</sup>** = facteur de conversion des grammes en tonnes.

## 2.C Émissions fugitives provenant du torchage

Calculer et déclarer les émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O résultant de la combustion par les veilleuses des torches et d'hydrocarbures acheminés vers les torches afin d'y être détruites, en utilisant la ou les méthodes appropriées spécifiées.

### Torchage de minimis

Si la somme des émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O, en équivalent CO<sub>2</sub> (éq. CO<sub>2</sub>) provenant d'une ou de plusieurs torches ne dépasse pas 0,5 % des émissions totales de GES découlant du torchage à une installation, ou 0,5 % des émissions totales de GES de l'installation pour tous les combustibles brûlés, le plus élevé étant retenu, il n'est pas obligatoire de déclarer les émissions dues au torchage.

### 2.C.1 Émissions de CO<sub>2</sub> dues au torchage

(1) Mesure du pouvoir calorifique ou de la teneur en carbone. Si l'on surveille en continu le PCSC ou la composition des gaz à la torche, ou si on surveille ces paramètres au moins une fois par semaine, utiliser la valeur mesurée du PCSC ou de la teneur en carbone pour calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la torche en utilisant les méthodes applicables aux paragraphes (A) et (B) de cette section.

(A) Lorsque la composition des gaz est surveillée, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> par la torche à l'aide de l'Équation 2-19 de la présente section.

---

**Équation 2-19 : CO<sub>2</sub> attribuable au torchage – TC**

$$CO_{2i} = EC \times 10^{-3} \times \left( \sum_{p=1}^n [3.664 \times (Torche)_p \times \frac{(MM)_p}{CVM} \times (TC)_p] \right)$$

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> pour un type de combustible précis « i » (tonnes).

**EC** = efficacité de la combustion à la torche mesurée à l'installation. On fera l'hypothèse d'une efficacité de combustion à la torche de 0,98 si on ne dispose pas de données sur l'efficacité pour l'installation.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

**n** = nombre de périodes de mesure comme il est indiqué à la section 2.C.1(1).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

**(Torche)<sub>p</sub>** = volume du gaz brûlé à la torche pendant la période de mesure « p » à 15°C et 101,325 kPa pour les combustibles gazeux (m<sup>3</sup>/période) ou aux conditions sèches de référence spécifiques des raffineries de pétrole (25°C, 101,325 kPa et 0% d'humidité) (dRm<sup>3</sup>/période). Si on utilise un débitmètre massique, mesurer le débit de gaz brûlé à la torche en kg/période et mettre « (MM)<sub>p</sub>/CVM » = 1.

**(MM)<sub>p</sub>** = masse moléculaire moyenne du gaz brûlé à la torche pendant la période de mesure « p » (kg/kg-mole). Si les mesures sont plus fréquentes que la fréquence quotidienne, utiliser la moyenne arithmétique des valeurs mesurées dans la journée.

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la variable (Torche)<sub>p</sub> (m<sup>3</sup>/kg-mole).

$$= 8,3145 \times [273,16 + \text{température de référence en } ^\circ\text{C}] / [\text{pression de référence en kilopascals}].$$

**(TC)<sub>p</sub>** = teneur moyenne en carbone du gaz brûlé à la torche pendant la période de mesure « p » (kg C par kg de gaz brûlé à la torche) comme il est indiqué à la section 2.D.4. Pour les fréquences de mesure supérieures à la fréquence quotidienne, utiliser la moyenne arithmétique des valeurs mesurées dans la journée.

- (B) Lorsque le contenu calorifique est surveillé, et lorsque la composition du gaz ne peut pas être obtenue, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> dues au torchage à l'aide de l'Équation 2-20 de la présente section.

---

#### Équation 2-20 : CO<sub>2</sub> dû au torchage – PCSC

$$CO_2 = EC \times 10^{-3} \times \sum_{p=1}^n [(Torche)_p \times (PCSC)_p \times CD]$$

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> pour un type « I » de combustible précis (tonnes).

**EC** = efficacité de la combustion à la torche mesurée à l'installation. On fera l'hypothèse d'une efficacité de combustion à la torche de 0,98 si on ne dispose pas de données sur l'efficacité pour l'installation.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

**n** = nombre de périodes de mesure comme il est indiqué à la section 2.C.1(1).

**(Torche)<sub>p</sub>** = volume de gaz brûlé à la torche pendant la période de mesure « p » aux conditions de température et de pression de référence utilisées par l'installation (m<sup>3</sup>/période). Si on utilise un débitmètre massique, mesurer également la masse moléculaire et convertir le débit massique en débit volumétrique comme suit : Torche[m<sup>3</sup>] = Torche[kg] × CVM/(MM)<sub>p</sub>, où CVM est le facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que (Torche)<sub>p</sub> (15°C et 101,325 kPa pour les combustibles gazeux (m<sup>3</sup>/kg-mole) ou aux conditions sèches de référence spécifiques des raffineries de pétrole (25°C, 101,325 kPa et 0% d'humidité) (dRm<sup>3</sup>/kg-mole) et (MM)<sub>p</sub> est la masse moléculaire moyenne des gaz brûlés à la torche pendant la période de mesure p (kg/kg-mole).

**(PCSC)<sub>p</sub>** = pouvoir calorifique supérieur pour le gaz brûlé à la torche pendant la période de mesure p (GJ par m<sup>3</sup>). Pour les fréquences de mesure supérieures à la fréquence quotidienne, utiliser la moyenne arithmétique des valeurs mesurées dans la journée.

**CD** = appliquer le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> propre à l'installation. Lorsque le coefficient propre à l'installation n'est pas disponible, supposer que le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> par défaut est de 62,4 kg CO<sub>2</sub>/GJ (base du PCSC).

- (2) Autre méthode. Pour le démarrage, l'arrêt et les défaillances pendant lesquels il n'y a aucun paramètre requis par l'Équation 2-19 et l'Équation 2-20 de la présente section, déterminer la quantité de gaz rejetée par la torche séparément de chaque phase de démarrage, d'arrêt ou de défaillance, et calculer les émissions de CO<sub>2</sub> comme il est indiqué aux paragraphes (A) et (B).
- (A) Pour les périodes de démarrage, d'arrêt ou de défaillance, utiliser les calculs techniques et la connaissance des procédés pour estimer la teneur en carbone des gaz brûlés à la torche pour chaque événement de démarrage, arrêt ou défaillance.
- (B) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide de l'Équation 2-21 de la présente section.

---

**Équation 2-21 : CO<sub>2</sub> dû au torchage – Autre méthode**

$$CO_{2i} = EC \times 10^{-3} \times \left( \sum_{p=1}^n [3.664 \times (Torche_{DAD})_p \times \frac{(MM)_p}{CVM} \times (TC)_p] \right)$$

Où :

**CO<sub>2i</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> pour un type de combustible précis « i » (tonnes).

**EC** = efficacité de la combustion à la torche mesurée à l'installation. On fera l'hypothèse d'une efficacité de combustion à la torche de 0,98 si on ne dispose pas de données sur l'efficacité pour l'installation.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes

**n** = nombre d'événements de démarrage, d'arrêt et de défaillance au cours de l'année de déclaration.

**(Torche<sub>DAD</sub>)<sub>p</sub>** = volume de gaz brûlé à la torche pendant l'événement « p » de démarrage, d'arrêt ou de défaillance d'après les calculs techniques, à 15°C et 101,325 kPa (m<sup>3</sup>/kg-mole) ou aux conditions sèches de référence spécifiques des raffineries de pétrole (25°C, 101,325 kPa et 0% d'humidité (Rm<sup>3</sup>/kg-mole). Si on utilise un débitmètre massique, mesurer les gaz brûlés à la torche en kg par événement et mettre « (MM)<sub>p</sub>/CVM » = 1.

**(MM)<sub>p</sub>** = Masse moléculaire moyenne du gaz brûlé à la torche, d'après les résultats de l'analyse ou des calculs techniques pour l'événement « p » (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la variable (Torche<sub>DAD</sub>)<sub>p</sub> ci-dessus (m<sup>3</sup>/kg-mole).

= 83,145 × [273,16 + température de référence en °C] / [pression de référence en kilopascals].

**(TC)<sub>p</sub>** = teneur moyenne en carbone du gaz brûlé à la torche, d'après les résultats d'analyse ou les calculs techniques pour l'événement « p » (kg C par kg de gaz brûlé à la torche).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

## 2.C.2 Émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant du brûlage à la torche

Calculer et déclarer les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O résultant de la combustion d'hydrocarbures acheminés vers les torches pour y être détruites, en utilisant les méthodes spécifiées aux paragraphes (1) et (2) :

(1) Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> à l'aide de l'Équation 2-22 de la présente section.

---

### Équation 2-22 : CH<sub>4</sub> dû au torchage

$$CH_4 = \left( CO_2 \times \frac{CD_{CH_4}}{CD} \right) + \left( CO_2 \times \frac{1 - EC}{EC} \times \frac{16}{44} \times f_{CH_4} \right)$$

Où :

**CH<sub>4</sub>** = émissions annuelles de méthane dues au gaz brûlé à la torche (tonnes).

**CO<sub>2</sub>** = émissions de CO<sub>2</sub> par le gaz brûlé à la torche calculé au paragraphe 2.C.1 (tonnes).

**CD<sub>CH<sub>4</sub></sub>** = appliquer le coefficient d'émissions de CH<sub>4</sub> propre à l'installation. Lorsque le coefficient propre à l'installation n'est pas disponible, supposer que le coefficient d'émissions de CH<sub>4</sub> par défaut est de 0,83 x 10<sup>-3</sup> kg/GJ<sup>3</sup>.

**CD** = appliquer le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> propre à l'installation. Lorsque le coefficient propre à l'installation n'est pas disponible, supposer que le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> par défaut pour le gaz brûlé à la torche est de 62,4 kg CO<sub>2</sub>/GJ (base du PCSC).

**EC** = efficacité de la combustion à la torche mesurée à l'installation. On fera l'hypothèse d'une efficacité de combustion à la torche de 0,98 si on ne dispose pas de données sur l'efficacité pour l'installation.

**(1 - EC)/EC** = facteur de correction pour tenir compte de l'efficacité de la combustion à la torche.

**16/44** = fraction des masses moléculaires de CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub>.

**f<sub>CH<sub>4</sub></sub>** = fraction pondérale du carbone dans le gaz brûlé à la torche avant la combustion et auquel contribue le méthane, d'après les valeurs mesurées ou les calculs techniques (kg C dans le méthane contenu dans le gaz brûlé à la torche/kg C dans le gaz brûlé à la torche); la valeur par défaut est 0,4.

---

<sup>3</sup> Le coefficient des émissions de CH<sub>4</sub> dues au torchage est fondé sur le tableau A6-7 du Rapport d'inventaire national 1990–2019 pour la valeur de 2019 des raffineries de gaz inerte et autres, soit 0,032 g CH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup> de combustible et un facteur de conversion du PCSC de 38,3 x 10<sup>-3</sup> GJ/m<sup>3</sup> du CEEDC (Griffin, B. 2020), selon l'hypothèse voulant que le combustible/gaz inerte des raffineries soit utilisé pour appuyer les activités de torchage. ECCC 2021, *Rapport d'inventaire national 1990–2019 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, Environnement et Changement climatique Canada, Gatineau, avril 2021.

(2) Calculer les émissions de N<sub>2</sub>O à l'aide de l'Équation 2-23 de la présente section.

---

**Équation 2-23 : N<sub>2</sub>O dû au torchage**

$$N_2O = (CO_2 \times \frac{CD_{N2O}}{CD})$$

Où :

**N<sub>2</sub>O** = émissions annuelles d'oxyde nitreux par le gaz brûlé à la torche (tonnes).

**CO<sub>2</sub>** = taux d'émission du CO<sub>2</sub> par le gaz brûlé à la torche calculé au paragraphe 2.C.1 (tonnes).

**CD<sub>N2O</sub>** = appliquer le coefficient d'émissions de N<sub>2</sub>O propre à l'installation. Lorsque le coefficient propre à l'installation n'est pas disponible, supposer que le coefficient d'émissions de N<sub>2</sub>O par défaut pour les produits pétroliers est de 0,5 x 10<sup>-3</sup> kg N<sub>2</sub>O/GJ<sup>4</sup>.

**CD** = appliquer le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> propre à l'installation. Lorsque le coefficient propre à l'installation n'est pas disponible, supposer que le coefficient d'émissions de CO<sub>2</sub> par défaut pour le gaz brûlé à la torche est de 62,4 kg CO<sub>2</sub>/GJ (base du PCSC).

### 2.C.3 Autres émissions de CO<sub>2</sub>

Lorsque des gaz à faible valeur de Btu (p. ex., gaz de combustion des unités de cokéfaction, et gaz provenant des systèmes de récupération des vapeurs, des événements des enveloppes et des réservoirs de stockage des produits) sont détruits par des méthodes autres que le brûlage à la torche (p. ex., incinération, combustion comme combustible d'appoint dans les appareils de chauffage ou les chaudières), calculer les émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide de l'Équation 2-24. Déterminer les valeurs TC<sub>A</sub> et MM<sub>A</sub> sur une base trimestrielle en utilisant les méthodes indiquées à la section 2.D.4 et utiliser les moyennes annuelles des valeurs TC<sub>A</sub> et MM<sub>A</sub> pour calculer les émissions de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>4</sup> Le coefficient des émissions de N<sub>2</sub>O dues au torchage est fondé sur le tableau A6-4 du Rapport d'inventaire national 1990–2019 pour la valeur de 2019 des raffineries de gaz inerte et autres, soit 0,02 g N<sub>2</sub>O /m<sup>3</sup> de combustible et un facteur de conversion de PCSC de 38,3 x 10<sup>-3</sup> GJ/m<sup>3</sup> du CEEDC (Griffin, B. 2020), selon l'hypothèse voulant que le combustible/gaz inerte des raffineries soit utilisé pour appuyer les activités de torchage. ECCC 2021, *Rapport d'inventaire national 1990–2019 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, Environnement and Changement climatique Canada, Gatineau, avril 2021.



---

**Équation 2-24 : Torchage – Autre**

$$CO_2 = VG_A \times TC_A \times \frac{MM_A}{CVM} \times 3.664 \times 10^{-3}$$

Où :

$CO_2$  = émissions annuelles de  $CO_2$  provenant de méthodes de destruction autres que les torches (tonnes).

$VG_A$  = volume du gaz A détruit annuellement à 15 °C et 101,325 kPa ( $m^3$ ) ou propre aux raffineries de pétrole dans les conditions de référence (25 °C et 101,325 kPa ( $dRm^3$ )). Lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, mesurer le gaz détruit en kg et remplacer le terme «  $MM_A/CVM$  » par « 1 ».

$TC_A$  = teneur en carbone du gaz A (kg C/kg combustible).

$MM_A$  = masse moléculaire du gaz A.

$CVM$  = facteur de volume molaire aux mêmes conditions de référence que pour la variable  $GV_A$  ( $Rm^3/kg\text{-mole}$ ).  
=  $8,3145 \times [273,16 + \text{température de référence en } ^\circ C] / [\text{pression de référence en kilopascals}]$ .

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

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

## 2.D Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

### 2.D.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.D.1(1) à 2.D.1(7) de la présente section, lorsque la fréquence de l'échantillonnage n'est pas précisée aux sections 2.A, 2.B et 2.C. 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. Échantillonner le charbon continuellement (notamment des convoyeurs ou des livraisons constantes par camion) aussi souvent qu'il le faut pour prendre en compte la variation de la teneur en carbone et de la valeur calorifique et obtenir une composition annuelle représentative, mais au moins une fois par mois.
- (2) une fois pour chaque nouvelle expédition ou livraison de combustibles, ou trimestriellement pour chacun des combustibles indiqués au Tableau 2-1, au Tableau 2-2, ou au Tableau 2-3.

- (3) mensuellement dans le cas du gaz naturel commercialisable (commercial). Le fournisseur de combustibles doit fournir une analyse mensuelle 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 de tous les combustibles liquides, y compris les combustibles renouvelables et les biocombustibles, à l'exception de ceux indiqués dans le Tableau 2-1 et le Tableau 2-2 (lorsque ces tableaux sont utilisés).
- (5) trimestriellement dans le cas des combustibles renouvelables et les biocombustibles gazeux 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 de tous les autres combustibles gazeux, y compris les combustibles renouvelables et les biocombustibles (autres que le gaz naturel commercialisable, 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 de tous les autres combustibles solides, y compris les combustibles renouvelables et les biocombustibles, à l'exception du charbon et des 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 de tous les autres biocombustibles et combustibles dérivés de matières résiduelles, les exigences qui suivent pourraient se substituer à celles énoncées du paragraphe 2.D.1(4) au paragraphe 2.D.1(7) :
  - (A) si les émissions de CO<sub>2</sub> sont calculées selon les équations nécessitant le PCSC ou la teneur en carbone, déterminer le PCSC propre au combustible ou la teneur en carbone annuelle. Si les émissions de CO<sub>2</sub> sont calculées selon l'Équation 2-11 et un coefficient d'émission propre au site, corriger le coefficient d'émission, en kg de CO<sub>2</sub>/MJ, tous les trois ans au minimum. Utiliser la mesure du CO<sub>2</sub> par essai à la cheminée et 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.D.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 2-25. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.D.1. Pour les matières premières et l'usage non énergétique des combustibles fossiles, consulter les sections traitant des secteurs ou activités spécifiques.

---

### Équation 2-25 : Consommation de combustibles

$$\text{Combustible}_i = \text{Achats}_i - \text{Ventes}_i + \text{Stocké}_{DA\ i} - \text{Stocké}_{FA\ i} - \text{Matière première}_i$$

Où :

**Combustible<sub>i</sub>** = 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<sup>3</sup>) à 15 °C et à 101,325 kPa pour le combustible gazeux.

**Achats<sub>i</sub>** = total annuel des achats de combustible par type « i », exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m<sup>3</sup>).

**Ventes<sub>i</sub>** = total annuel des ventes de combustibles par type « i », exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m<sup>3</sup>).

**Stocké<sub>DA i</sub>** = inventaire des combustibles par type « i » en début d'année, exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m<sup>3</sup>).

**Stocké<sub>FA i</sub>** = inventaire des combustibles par type « i » en fin d'année, exprimé en tonnes (t), en kilolitres (kl) ou en mètres cubes (m<sup>3</sup>).

**Matière première<sub>i</sub>** = 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<sup>3</sup>).

- (2) Convertir la consommation de combustible calculée en mégajoules (MJ) en mesure requise de masse ou de volume, ou vice versa à partir des valeurs de contenu calorifique indiquées par le fournisseur ou mesurées à l'installation, selon le cas.
- (3) Étalonner tous les débitmètres de mazout et de gaz (à l'exception de ceux servant à la facturation de gaz) au moyen de 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 ( $\Delta P$ ), 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 la *Loi sur les poids et mesures*.
- (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, utiliser un débitmètre volumétrique à condition de disposer des 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<sub>2</sub> peuvent utiliser pour le mazout les valeurs par défaut de masse volumique indiquées dans le Tableau 2-12, plutôt que la norme ASTM prévue au paragraphe 2.D.2(5) de la présente section. On ne peut pas utiliser ces masses volumiques par défaut pour les installations qui utilisent la méthode de calcul 2.

**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

- (7) Déterminer la masse annuelle de solides dans la liqueur noire en utilisant l'une des méthodes précisées aux paragraphes (A) ou (B)
- (A) Mesurer la masse annuelle de solides dans la liqueur noire selon la méthode T650 om -15 de la TAPPI, *Solids Content of Black Liquor*.
  - (B) Déterminer la masse annuelle des solides dans la liqueur noire d'après les registres de mesures faites à l'aide d'un système de mesure en ligne qui détermine la masse de solides dans la liqueur noire consommés dans un four à récupération chimique ou une unité de combustion à récupération chimique. Mesurer la quantité de liqueur noire produite chaque mois.

### 2.D.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 (1) à (6) de la présente section. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.D.1. Dans le cas de la mesure du contenu calorifique du gaz naturel, se conformer aux exigences de la *Loi sur les poids et mesures*.

- (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 et 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*. Si on brûle des combustibles dérivés de matières résiduelles qui ne sont pas à 100 % biocombustibles est tenu de déterminer la quantité de CO<sub>2</sub> dégagée par le biocombustible.
- (5) Déterminer le pouvoir calorifique supérieur de la liqueur noire en utilisant la norme T684 om-15 de la Technical Association of the Pulp and Paper Industry (TAPPI), *Gross High Heating Value of Black Liquor*.
- (6) En utilisant le pouvoir calorifique mesuré pour calculer les émissions de CO<sub>2</sub>, utiliser l'Équation 2-26 pour développer le pouvoir calorifique pondéré annuel du combustible.

---

#### Équation 2-26 : PCSC

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

Où :

**PCSC<sub>annuel i</sub>** = 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<sub>ip</sub>** = 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<sub>ip</sub>** = 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<sup>3</sup>] 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.D.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.D.4(1) à 2.D.4(5) de la présente section. Respecter les exigences en matière d'échantillonnage et de mesure de combustible de la section 2.D.1. Pour ce qui est de la mesure du contenu calorifique du gaz naturel, se conformer aux exigences de la *Loi sur les poids et mesures*.

- (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 de la norme ASTM 5373, *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*.
- (2) Dans le cas des combustibles liquides à base de pétrole et des combustibles dérivés de déchets liquides, 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) En ce qui concerne le gaz combustible de raffinerie et le flexigaz, utiliser soit la norme ASTM D1945-03 (réapprouvée – 2006) ou ASTM D1946-90 (réapprouvée – 2006). Les résultats de l'analyse chromatographique du gaz combustible peuvent également être utilisés, à condition que le chromatographe en phase gazeuse soit utilisé, entretenu et étalonné conformément aux instructions du fabricant, et que les méthodes utilisées pour son fonctionnement, son entretien et son étalonnage soient documentées dans un plan.
- (4) Dans le cas des autres 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*.
- (5) Utiliser l'Équation 2-27 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<sub>2</sub>.

---

#### Équation 2-27 : Teneur en carbone annuelle

$$TC_{\text{annuel } i} = \frac{\sum_{p=1}^n TC_{ip} \times \text{Combustible}_{ip}}{\sum_{p=1}^n \text{Combustible}_{ip}}$$

Où :

**TC<sub>annuel i</sub>** = teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du combustible de type « i », exprimé en tonnes C pour le combustible solide, en tonnes C par kilolitre pour le combustible liquide, ou en tonnes C par mètre cube pour le combustible gazeux.

**TC<sub>ip</sub>** = teneur en carbone du combustible de type « i », pour la période de mesure « p » (rapport de C par tonne pour le combustible solide, masse de C par kilolitre pour le combustible liquide, ou masse de C par mètre cube de combustible pour le combustible gazeux).

**Combustible<sub>ip</sub>** = masse ou volume de combustible brûlé de 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).

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

## 2.D.5 Capture de données analytiques sur les combustibles

Lorsque les méthodes prescrites aux sections 2.A, 2.B et 2.C exigent la collecte périodique de données analytiques sur le combustible pour une source d'émissions, l'émetteur doit s'efforcer de recueillir 100 % des données analytiques sur le combustible pour chaque année de déclaration. Dans tous les cas, les données d'analyse des combustibles 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'émission mentionnées aux sections 2.A, 2.B et 2.C, utiliser les méthodes prescrites au paragraphe 2.E(2) afin de combler les données manquantes d'une période donnée.

## 2.D.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 fournisseur.
- (2) Les coefficients d'émissions des combustibles et biocombustibles classiques sont indiqués dans le Tableau 2-2.
- (3) Déterminer trimestriellement les volumes de biocombustible d'après les reçus de vente, les mesures de jauge à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année civile.

## 2.D.7 Torches et autres dispositifs de contrôle

- (1) Lorsque la torche est pourvue d'un contrôleur de débit en continu, utiliser les débits mesurés lorsque le moniteur est opérationnel et que le débit est à l'intérieur de la plage étalonnée de l'appareil de mesure pour calculer le débit du gaz brûlé à la torche. Lorsqu'il n'y a pas de moniteur de débit en continu sur la torche, ou s'il y a des périodes pendant lesquelles le moniteur n'est pas opérationnel ou si le débit est à l'extérieur de la plage étalonnée de l'appareil de mesure, utiliser les calculs techniques, les registres de l'entreprise ou les estimations similaires du débit volumétrique des gaz brûlés à la torche.
- (2) Si on utilise la méthode indiquée à la section 2.C.1(1)(A), surveiller quotidiennement la teneur en carbone du gaz brûlé à la torche si la torche est déjà pourvue des dispositifs de mesure nécessaires (au moins une fois par semaine, si ce n'est pas le cas).
- (3) Si on utilise la méthode indiquée à la section 2.C.1(1)(B), surveiller quotidiennement le PCSC du gaz brûlé à la torche si la torche est déjà pourvue des dispositifs de mesure nécessaires (au moins une fois par semaine, si ce n'est pas le cas).

## 2.E 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<sub>2</sub>, du gaz de cheminée, du débit du combustible, du PCSC 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 PCSC, 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<sub>2</sub>, 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 2-28 et remplacer la donnée manquante, comme suit :
- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

#### Équation 2-28 : taux d'échantillonnage

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = 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 dans le rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'Équation 2-29 :
- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

**Équation 2-29 : taux d'échantillonnage**

$$T = \frac{HS_{\text{RÉEL}}}{HS_{\text{REQUIS}}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

HS<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

HS<sub>REQUIS</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 2.

## 3 Méthodes de quantification pour la production de chaux

### 3.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de chaux

Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> associées à la production de chaux comme il est indiqué à la section 3.A.3 ou au moyen des Équation 3-1 à Équation 3-3. Dans le cas des émissions des fours de production de chaux dans des usines de pâtes et papier, voir la section 12.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-8 de l'Alberta au lieu de l'Équation 3-1 d'ECCC dans la présente section.

---

#### Équation 3-1 : CO<sub>2</sub> provenant de la production de chaux

$$E_{CO_2} = \sum_m \sum_i [QC_{mi} \times CDC_{mi}] + \sum_q \sum_j [TCSD_{qj} \times CDCSD_{qj}]$$

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de chaux (en tonnes).

$QC_{mi}$  = quantité totale de chaque type de chaux « i » pour le mois « m » (tonnes).

$CDC_{mi}$  = coefficient d'émission propre à l'usine pour chaque type de chaux « i » pour le mois « m » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de chaux), selon la méthode indiquée à la section 3.A.1.

$TCSD_{qj}$  = quantité totale de sous-produits ou déchets calcinés pour chaque type de sous-produits ou déchets « j » pour le trimestre « q » (tonnes de sous-produits ou déchets).

$CDCSD_{qj}$  = coefficient d'émission propre à l'usine pour chaque type de sous-produits ou déchets calcinés « j » pour le trimestre « q » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de sous-produits ou déchets), selon la méthode indiquée à la 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

$$CDC_{mi} = [(fCaO_{mi} \times 0.785) + (fMgO_{mi} \times 1.092)]$$

Où :

$CDC_{mi}$  = coefficient d'émission propre à l'usine pour chaque type de chaux « i » pour le mois « m » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de chaux).

$fCaO_{mi}$  = teneur en oxyde de calcium (CaO) pour chaque type de chaux « i » pour le mois « m », 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<sub>2</sub> sur celle du CaO.

$fMgO_{mi}$  = teneur en oxyde de magnésium (MgO) pour chaque type de chaux « i » pour le mois « m », 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<sub>2</sub> 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

$$CDCSD_{qj} = [(fCaO_{qj} \times 0.785) + (fMgO_{qj} \times 1.092)]$$

Où :

$CDCSD_{qj}$  = coefficient d'émission propre à l'usine pour chaque type de sous-produit ou déchet calciné « j » pour le trimestre « q » (tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de sous-produits ou déchets calcinés).

$fCaO_{qj}$  = teneur en oxyde de calcium (CaO) pour chaque type de sous-produit ou déchet « j » pour le trimestre « q », établie en soustrayant la teneur en CaO des sous-produits ou déchets présents dans le CaCO<sub>3</sub> 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).

$f_{MgO_{qj}}$  = teneur en oxyde de magnésium (MgO) pour chaque type de sous-produit ou déchet calciné « j » pour le trimestre « q », 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).

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.

### 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

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

Où :

$E_{CO_2}$  = 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.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = 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).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = 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

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

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) *Analytical Methods section of the National Lime Association "CO<sub>2</sub> 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 Asphalt Binder (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 Calorimetre*.
- (9) ASTM D1298 – *Standard Test Method for Density, Relative Density, or 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 Calorimetre*.
- (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<sub>2</sub> Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry – English Units Version*, February 5, 2008 Revision – 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 la cadence 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<sub>2</sub> 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 paragraphes (b) et (d) de la présente section.
- (b) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (d) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

#### Équation 3-5

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures requis selon la section 3.

**3.C.2.** Pour chaque donnée manquante concernant la production de chaux ou de sous-produits ou déchets calcinés, la donnée de remplacement 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 dans le rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'Équation 3-6 s'il s'agit de la concentration de CO<sub>2</sub>, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

#### Équation 3-6

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

**T** = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

**HS<sub>RÉEL</sub>** = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

**HS<sub>REQUIS</sub>** = nombre d'échantillons ou de mesures requis selon la section 3.

## 4 Méthodes de quantification pour la production de ciment

### 4.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de ciment

Calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> associées à la production de ciment 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<sub>2</sub> associées à la production de ciment selon l'Équation 4-6 ou les Équation 4-1 à Équation 4-5.

---

#### Équation 4-1

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

---

#### Équation 4-2

$$E_{CO_2} = \sum_m^{12} [Q_{CLI\ m} \times CD_{CLI\ m}] + \sum_q^4 [Q_{PFC\ q} \times CD_{PFC\ q}] + [TCO_{MP} \times MP \times 3.664]$$

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de ciment (en tonnes).

$E_{CO_2\ CLI}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de clinker (en tonnes).

$E_{CO_2\ PFC}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des poussières de four de cimenterie (PFC) (en tonnes).

$E_{CO_2\ MP}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'oxydation du carbone organique (en tonnes).

$Q_{CLI\ m}$  = quantité totale de clinker pour le « m » (en tonnes).

$CD_{CLI\ m}$  = coefficient d'émission de clinker propre à l'usine pour le mois « m » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de clinker), selon l'Équation 4-3.

$Q_{PFC\ q}$  = quantité totale de PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonnes).

$CD_{PFC\ q}$  = coefficient d'émission propre à l'usine de PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/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<sub>2</sub> 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.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-8a de l'Alberta au lieu de l'Équation 4-3 d'ECCC dans la présente section.

---

#### 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 du clinker propre à l'usine pour le mois « m » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de clinker).

$CaO_{CLI\ m}$  = teneur totale en oxyde de calcium (CaO) du clinker pour le mois « m » (en tonnes de CaO/tonnes de clinker).

$fCaO_m$  = teneur en oxyde de calcium (CaO) non calciné du clinker pour le mois « m » (en tonne de CaO/tonne de clinker).

$MgO_{CLI\ m}$  = teneur totale en oxyde de magnésium (MgO) du clinker pour le mois « m » (en tonne de MgO/tonne de clinker).

$fMgO_m$  = teneur en oxyde de magnésium (MgO) non calciné du clinker pour le mois « m » (en tonne de MgO/tonne de clinker).

0,785 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du CaO.

1,092 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> 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 recyclés dans le four.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-8b de l'Alberta au lieu de l'Équation 4-4 d'ECCC dans la présente section.

---

**Équation 4-4**

$$CD_{PFC\ q} = [CaO_{PFC\ q} - fCaO_q] \times 0.785 + [MgO_{PFC\ q} - fMgO_q] \times 1.092$$

Où :

$CD_{PFC\ q}$  = coefficient d'émission propre à l'usine des PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonnes de CO<sub>2</sub>/tonnes de PFC).

$CaO_{PFC\ q}$  = teneur totale en calcium (exprimée en CaO) des PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonnes de CaO/tonnes de PFC).

$fCaO_q$  = teneur en oxyde de calcium (CaO) non calciné des PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonne de CaO/tonne de PFC).

$MgO_{PFC\ q}$  = teneur totale en magnésium (exprimée en MgO) des PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonne de MgO/tonne de PFC).

$fMgO_q$  = teneur en oxyde de magnésium (MgO) non calciné de PFC non recyclés dans le four pour le trimestre « q » (en tonne de MgO/tonne de PFC).

0,785 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du CaO.

1,092 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du MgO.

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

Calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> associées à la teneur totale en matière organique des matières premières selon l'Équation 4-5.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-9 de l'Alberta au lieu de l'Équation 4-5 d'ECCC dans la présente section.

---

**Équation 4-5**

$$E_{CO_2\ MP} = [TCO_{MP} \times MP \times 3.664]$$

Où :

$E_{CO_2\ MP}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'oxydation du carbone organique (en tonnes).

$TCO_{MP}$  = 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<sub>2</sub> sur celle du C.

#### 4.A.4 Émissions de CO<sub>2</sub> des usines de ciment dotées de SMECE

Les exploitants d'installations dotées de SMECE peuvent calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de ciment selon l'Équation 4-6.

---

##### Équation 4-6

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production de ciment pour l'ensemble des fours (en tonnes), calculée en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible, comme il est indiqué à la section 2, de la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> mesurée par le SMECE.

$E_{CO_2\text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> 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).

$E_{CO_2\text{ CC}}$  = émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> 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.

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

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. Si cela n'est pas possible, utiliser 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. Si cela n'est pas possible, utiliser 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. Si cela n'est pas possible, utiliser 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. Si cela n'est pas possible, utiliser 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 paragraphes (b) à (d) de la présente section

- (b) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (d) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

#### Équation 4-7

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

QE<sub>REQUIS</sub> = 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 dans le rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'Équation 4-8 s'il s'agit de la concentration de CO<sub>2</sub>, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du PCSC ou de la teneur en carbone du combustible.

- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

**Équation 4-8**

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

HS<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

HS<sub>REQUIS</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 4.

## 5 Méthodes de quantification pour la production d'aluminium

### 5.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'aluminium

Calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub>, de CF<sub>4</sub>, de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> et de SF<sub>6</sub> provenant de la production d'aluminium selon les méthodes indiquées dans la présente section. Alors que les émissions sont calculées sur une base d'échantillonnage mensuel, seules les valeurs annuelles (par ex., production annuelle, consommation annuelle et des teneurs annuelles moyennes) sont à déclarer.

#### 5.A.1 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation d'anodes précuites

Calculer les émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation d'anodes précuites selon l'Équation 5-1.

---

##### Équation 5-1

$$E_{CO_2 AP} = \sum_{m=1}^{12} [CNA \times PM \times (1 - S_a - Cen_a) \times 3.664]_m$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> AP</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation d'anodes précuites (en tonnes).

**CNA** = consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium liquide pour le mois « m » (en tonnes d'anodes/tonnes d'aluminium liquide).

**PM** = quantité totale de la production d'aluminium liquide pour le mois « m » (en tonnes).

**S<sub>a</sub>** = teneur en soufre des anodes précuites pour le mois « m » (en kg de S/kg d'anodes précuites).

**Cen<sub>a</sub>** = teneur en cendres des anodes précuites pour le mois « m » (en kg de cendres/kg d'anodes précuites).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du C.

## 5.A.2 Émissions de CO<sub>2</sub> résultant de la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Söderberg

Calculer les émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation d'anodes des cellules d'électrolyse de Söderberg selon l'Équation 5-2.

### Équation 5-2

$$E_{CO_2 AS} = \sum_{m=1}^{12} \left[ (PC \times PM) - \left( MSC \times \frac{PM}{1000} \right) - (TB \times PC \times PM \times (S_b + Cen_b + H_b)) - ((1 - TB) \times PC \times PM \times (S_c + Cen_c)) - (PM \times CP) \right]_m \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> AS</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Söderberg (en tonnes).

**PC** = quantité totale de la consommation de pâte anodique pour le mois « m » (en tonnes de pâte/tonnes d'aluminium liquide).

**PM** = quantité totale de la production d'aluminium liquide pour le mois « m » (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 dans le Tableau 5-1 (en kg de MSC/tonnes d'aluminium liquide).

**TB** = teneur moyenne en brai ou en autre agent liant dans la pâte pour le mois « m » (en kg de brai ou autre agent liant/kg de pâte).

**S<sub>b</sub>** = teneur en soufre ou en autre agent liant du brai pour le mois « m » (en kg de S ou autre agent liant/kg de brai).

**Cen<sub>b</sub>** = teneur en cendres ou en autre agent liant du brai (en kg de cendres/kg de brai).

**H<sub>b</sub>** = teneur en hydrogène ou en autre agent liant du brai ou facteur utilisé par l'Institut international de l'aluminium, indiqué dans le Tableau 5-1 (en kg d'H<sub>2</sub> ou autre agent liant/kg de brai).

**S<sub>c</sub>** = teneur en soufre du coke calciné (en kg de S/kg de coke calciné).

**Cen<sub>c</sub>** = 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 Söderberg (en kg de C/kg d'aluminium liquide, ou valeur de 0).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du C.



### 5.A.3 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cuisson des anodes et des cathodes

Calculer les émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> 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 :

$E_{CO_2 AC}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cuisson des anodes et des cathodes (en tonnes).

$E_{CO_2 ME}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des matériaux d'emballage, selon l'Équation 5-4.

$E_{CO_2 B}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, selon l'Équation 5-5.

### 5.A.4 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant des matériaux d'emballage

Calculer les émissions totales de CO<sub>2</sub> provenant de matériaux d'emballage selon l'Équation 5-4.

---

#### Équation 5-4

$$E_{CO_2 ME} = \sum_{m=1}^{12} (MEC \times PACC \times (1 - Cen_{me} - S_{me}))_m \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 ME}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de matériaux d'emballage (en tonnes).

$MEC$  = quantité de matériaux d'emballage consommés pour le mois « m » (en tonnes de matériaux d'emballage/tonnes d'anodes ou de cathodes cuites).

$PACC$  = quantité d'anodes ou de cathodes cuites retirées du four pour le mois « m » (en tonnes).

$Cen_{me}$  = teneur en cendres des matériaux d'emballage pour le mois « m » (en kg de cendres/kg de matériaux d'emballage).

$S_{me}$  = teneur en soufre des matériaux d'emballage pour le mois « m » (en kg de S/kg de matériaux d'emballage).

$3,664$  = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du C.

### 5.A.5 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant selon l'Équation 5-5.

---

#### Équation 5-5

$$E_{CO_2 B} = \sum_{m=1}^{12} (QACC - PACC - (H_b \times TB \times QACC) - GR)_m \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> B</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant (en tonnes).

**QACC** = quantité totale d'anodes ou de cathodes crues placées dans le four pour le mois « m » (en tonnes).

**PACC** = quantité totale d'anodes ou de cathodes cuites retirées du four pour le mois « m » (en tonnes).

**H<sub>b</sub>** = teneur en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant, ou facteur utilisé par l'Institut international de l'aluminium pour le mois « m », indiqué dans le Tableau 5-1 (en kg d'H<sub>2</sub>/kg de brai ou autre agent liant).

**TB** = teneur en brai ou en un autre agent liant des anodes ou des cathodes crues pour le mois « m » (en kg de brai ou autre agent liant/kg d'anodes ou de cathodes).

**GR** = quantité totale de goudron récupéré pour le mois « m » (en tonnes).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du C.

### 5.A.6 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination du coke vert

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination du coke vert selon l'Équation 5-6.

---

#### Équation 5-6

$$E_{CO_2 CV} = \sum_{m=1}^{12} [(CCV \times (1 - H_2O_{CV} - V_{CV} - S_{CV}) - (CCP + CSCP + EP) \times (1 - S_{cc})) \times 3.664 + (CCV \times 0.035 \times 2.75)]_m$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> CV</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination du coke vert (en tonnes).

**CCV** = quantité totale de coke vert consommé pour le mois « m » (en tonnes).

**H<sub>2</sub>O<sub>CV</sub>** = teneur en eau du coke vert pour le mois « m » (en kg de H<sub>2</sub>O/kg de coke vert).

$V_{cv}$  = teneur en matières volatiles du coke vert pour le mois « m » (en kg de matières volatiles/kg de coke vert).

$S_{cv}$  = teneur en soufre du coke vert pour le mois « m » (en kg de S/kg de coke vert).

$CCP$  = quantité totale de coke calciné produit pour le mois « m » (en tonnes).

$CSCP$  = quantité totale de coke sous-calciné produit pour le mois « m » (en tonnes).

$EP$  = quantité totale des émissions provenant de la poussière de coke pour le mois « m » (en tonnes).

$S_{cc}$  = teneur en soufre du coke calciné pour le mois « m » (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

$$E_{CF_4} = \sum_{m=1}^{12} [Pente_{CF_4} \times MEA \times PM]_m$$

Où :

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

$Pente_{CF_4}$  = pente d'une série de cuves  $j$  pour le mois « m » (en tonnes de  $CF_4$ /tonnes d'aluminium liquide/minute d'effet d'anode/cellule-jour).

$MEA$  = durée des effets d'anode pour le mois « m » (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 d'aluminium liquide pour le mois « m » (en tonnes).

### 5.A.7.b Méthode du coefficient de surtension pour le calcul des émissions de CF<sub>4</sub> dues aux effets d'anode

Calculer les émissions annuelles totales de CF<sub>4</sub> des effets d'anode selon l'Équation 5-8.

---

#### Équation 5-8

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

Où :

$E_{CF_4}$  = quantité annuelle totale des émissions de CF<sub>4</sub> dues aux effets d'anode (en tonnes).

$n$  = nombre de séries de cuves.

$CS_{CF_4}$  = coefficient de surtension (en tonnes de CF<sub>4</sub>/tonnes d'aluminium liquide/millivolt).

$SEA$  = surtension des effets d'anode pour le mois « m » pour une série de cuves « j » (millivolts/cellule).

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

$PM$  = production d'aluminium liquide pour le mois « m » (en tonnes).

### 5.A.7.c Méthode de calcul des émissions de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> dues aux effets d'anode

Calculer le total annuel des émissions de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> dues aux effets d'anode selon l'Équation 5-9.

---

#### Équation 5-9

$$E_{C_2F_6} = \sum_{m=1}^{12} [E_{CF_4} \times F]_m$$

Où :

$E_{C_2F_6}$  = quantité annuelle totale des émissions de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> (en tonnes).

$E_{CF_4}$  = quantité totale des émissions de CF<sub>4</sub> pour le mois « m » (en tonnes).

$i$  = mois.

$F$  = fraction de masse de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>/CF<sub>4</sub> déterminée par l'émetteur ou choisie dans le Tableau 5-2 (en kg de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>/kg de CF<sub>4</sub>).

### 5.A.8 Émissions de SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture

Calculer les émissions annuelles totales de SF<sub>6</sub> 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 :

$E_{SF_6}$  = quantité annuelle totale d'émissions de SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture (en tonnes).

$S_{Stock-Début}$  = quantité annuelle totale de SF<sub>6</sub> en stock en début d'année (en tonnes).

$S_{Stock-Fin}$  = quantité annuelle totale de SF<sub>6</sub> en stock en fin d'année (en tonnes).

$S_{Achats}$  = quantité totale des achats de SF<sub>6</sub> pour l'année (en tonnes).

$S_{Transféré}$  = quantité totale de SF<sub>6</sub> transféré hors de l'installation au cours de l'année (en tonnes).

---

#### Équation 5-11

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

Où :

$E_{SF_6}$  = quantité annuelle totale d'émissions de SF<sub>6</sub> utilisé comme gaz de couverture (en tonnes).

$Q_{Intrant}$  = quantité totale de gaz de couverture entrant dans les cellules d'électrolyse pour le mois « m » (en tonnes).

$C_{Intrant}$  = concentration de SF<sub>6</sub> du gaz de couverture entrant dans les cellules d'électrolyse pour le mois « m » (en tonnes de SF<sub>6</sub> /tonnes de gaz injecté).

$Q_{Sortie}$  = quantité de gaz contenant du SF<sub>6</sub> recueilli et transféré hors de l'installation pour le mois « m » (en tonnes).

$C_{Sortie}$  = concentration de SF<sub>6</sub> dans le gaz recueilli et transféré hors de l'installation pour le mois « m » (en tonnes de SF<sub>6</sub> /tonnes de gaz recueilli et transféré hors de l'installation).

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

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

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 Söderberg 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<sub>6</sub> comme gaz de couverture, les mesurer conformément au paragraphe (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 5-12.

---

### Équation 5-12

$$CCP_M = TR \times CCV$$

Où :

**CCP<sub>M</sub>** = coke calciné produit et mesuré durant la période de mesure (en tonnes).

**TR** = taux de récupération déterminé annuellement durant la période de mesure (en tonnes de coke calciné/tonnes de coke vert).

**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<sub>4</sub> et de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> 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 1<sup>er</sup> 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<sub>6</sub> attribuables à la consommation de gaz de couverture doit mesurer mensuellement la quantité de SF<sub>6</sub> qui entre dans les cellules d'électrolyse ainsi que la quantité et la concentration de SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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 paragraphes (b) à (d) de la présente section.
- (b) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (d) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

**Équation 5-13**

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

QE<sub>REQUIS</sub> = 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<sub>6</sub>, 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 dans le rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'Équation 5-14 s'il s'agit de la concentration de CO<sub>2</sub>, du gaz de la cheminée, du débit de combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

**Équation 5-14**

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

HS<sub>RÉEL</sub> = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

HS<sub>REQUIS</sub> = 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<sub>2</sub>**

Paramètres <sup>1</sup>	Facteur par défaut
<b>CSM</b> : 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
<b>Hp</b> : teneur en hydrogène du brai (% en poids)	3,3
1. Institut international de l'aluminium, <i>The Aluminum Sector Greenhouse Gas Protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Gas Protocol)</i> , 2006, Institut international de l'aluminium.	

**Tableau 5-2 : Fractions de masse du C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> par rapport au CF<sub>4</sub> selon la technologie utilisée**

Technologie utilisée	Fraction de masse (en kg de C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> /kg de CF <sub>4</sub> )
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 provenant de la production de fer et d'acier

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Les émissions totales annuelles de CO<sub>2</sub> 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 Équation 6-1 à Équation 6-10. L'exploitant d'une installation dotée d'un SMECE peut calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> provenant de la production de fer et d'acier selon l'Équation 6-11 ou les Équation 6-1 à Équation 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

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du four à induration selon l'Équation 6-1 ou l'Équation 6-2.

---

##### Équation 6-1 : CO<sub>2</sub> provenant d'un four à induration utilisant des boulettes vertes

$$E_{CO_2 T} = [(T \times TC_T) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R)] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 T}$  = quantité annuelle totale des émissions provenant du four à induration (en tonnes).

$T$  = quantité annuelle totale de boulettes vertes chargées dans le four (en tonnes).

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

$BC$  = 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 cuites).

$R$  = 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<sub>2</sub>.

---

**Équation 6-2 : CO<sub>2</sub> provenant d'un four d'induration utilisant un concentré de minerai de fer**

$$E_{CO_2 IP} = \left[ \sum_j^n (AD_j \times TC_{ADj}) + (MF \times TC_{MF}) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 IP}$  = quantité annuelle totale des émissions provenant du four à induration (en tonnes).

$n$  = nombre d'additifs.

$AD_j$  = quantité annuelle totale d'additifs « j » (p. ex. le calcaire, la dolomie ou la bentonite) chargés dans le four (en tonnes).

$TC_{ADj}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'additif « j » chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes d'additifs).

$MF$  = quantité annuelle totale de concentré de minerai de fer chargé dans le four (en tonnes).

$TC_{MF}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du concentré de minerai de fer chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes de concentré de minerai 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 cuites).

$R$  = 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<sub>2</sub>.

## 6.A.2 Convertisseur basique à oxygène

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du convertisseur basique à oxygène selon l'Équation 6-3.

---

**Équation 6-3 : CO<sub>2</sub> provenant d'un convertisseur basique à oxygène**

$$E_{CO_2 CBO} = \left[ (F \times TC_F) + (SC \times TC_{SC}) + \sum_{t=1}^n (FL_t \times TC_{FLt}) + \sum_{i=1}^m (MC_i \times TC_{MCi}) - (ABF \times TC_{ABF}) - (LA \times TC_{LA}) - (GF \times TC_{GF}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 CBO}$  = quantité annuelle totale des émissions provenant du convertisseur basique à oxygène (en tonnes).

$n$  = quantité de matières fondantes.

$m$  = nombre de matières carbonatées.

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

**TC<sub>F</sub>** = 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<sub>SC</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des ferrailles chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de ferrailles).

**FL<sub>t</sub>** = quantité annuelle totale des matières fondantes non issues de la biomasse « t » (p. ex. le calcaire, la dolomie ou la bentonite) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>FL t</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse « t » chargées dans le four (en tonnes de C/type de matière fondante).

**MC<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i » (p. ex. le charbon, la coca, etc.) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>MC i</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse « i » 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<sub>ABF</sub>** = 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<sub>LA</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du laitier produit par le four (en tonnes de C/tonnes de laitier).

**GF** = quantité annuelle totale de gaz de four transféré hors de l'installation (en tonnes).

**TC<sub>GF</sub>** = 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).

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

**TC<sub>R</sub>** = 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<sub>2</sub>.

### 6.A.3 Batterie de fours à coke

Toutes les émissions liées aux batteries de fours à coke doivent être attribuées par gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O) aux catégories de sources d'émissions de *Combustion stationnaire de combustible* et de *Torchage*, selon le cas.

Lorsque les détails relatifs aux fours à coke sont suffisamment connus pour permettre de calculer toutes les émissions associées en utilisant la section 2 du présent document, les installations doivent le faire. Dans le cas contraire :

- calculer les émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> de la batterie de fours à coke à l'aide de l'Équation 6-4, et
- calculer les émissions annuelles totales de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la batterie de fours à coke à l'aide de la section 2 (notez que les potentiels de réchauffement planétaire élevés du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O sont tels qu'ils sont des GES nettement plus puissants que le CO<sub>2</sub>).

---

**Équation 6-4 : CO<sub>2</sub> provenant de la batterie de fours à coke**

$$E_{CO_2 \text{ COKE}} = \left[ (C_C \times TC_{CC}) + \sum_{i=1}^n (PM_i \times C_{PMi}) - (PC \times TC_{PC}) - (SP \times TC_{SP}) - (GC \times TC_{GC}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> COKE</sub>** = quantité annuelle totale des émissions provenant de la production de coke (en tonnes).

**C<sub>C</sub>** = quantité annuelle totale de charbon cokéfiab le chargé dans la batterie (en tonnes).

**TC<sub>CC</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du charbon cokéfiab le non issu de la biomasse chargé dans la batterie (en tonnes de C/tonnes de charbon cokéfiab le).

**PM<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i », autre que le charbon cokéfiab le, tel que le gaz naturel et le mazout, chargées dans la batterie (tonnes).

**C<sub>PMi</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la matière carbonatée non issue de la biomasse « i », autre que le charbon cokéfiab le, tel que le gaz naturel et le mazout, chargée dans la batterie (tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

**n** = nombre de matières carbonatées non issues de la biomasse autre que le charbon cokéfiab le, chargées dans la batterie. **PC** = quantité annuelle totale de coke produit (en tonnes).

**TC<sub>PC</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du coke produit (en tonnes de C/tonnes de coke).

**SP** = quantité annuelle totale de sous-produits de batteries de fours à coke autre que la biomasse (en tonnes).

**TC<sub>SP</sub>** = 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).

**GC** = quantité annuelle totale de gaz de cokerie transféré hors de l'installation (en tonnes).

**TC<sub>GC</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du gaz de cokerie transféré hors de l'installation (en tonnes de C/tonnes de gaz de cokerie).

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

**TC<sub>R</sub>** = 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<sub>2</sub>.

## 6.A.4 Matières frittées

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de matières frittées selon l'Équation 6-5.

---

### Équation 6-5 : CO<sub>2</sub> provenant de la production de matières frittées

$$E_{CO_2 \text{ FRITTÉES}} = \left[ \sum_{i=1}^n (MC_i \times TC_{MC_i}) + (MP \times TC_{MP}) - (S \times TC_S) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> FRITTÉES</sub>** = quantité annuelle totale des émissions provenant de la production de matières frittées (en tonnes).

**n** = nombre de matières carbonatées.

**MC<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i » (p. ex. le charbon ou la coca) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>MC<sub>i</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse « i » chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

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

**TC<sub>MP</sub>** = 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<sub>S</sub>** = 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<sub>R</sub>** = 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<sub>2</sub>.

## 6.A.5 Four électrique à arc

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> du four électrique à arc selon l'Équation 6-6.

**Équation 6-6 : CO<sub>2</sub> provenant du four électrique à arc**

$$E_{CO_2 FEA} = \left[ \sum_{i=1}^m (MC_i \times TC_{MC_i}) + \sum_{t=1}^n (FL_t \times TC_{FL_t}) + (F \times TC_F) + (SC \times TC_{SC}) + (EC \times TC_{EC}) - (ABF \times TC_{ABF}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> FEA</sub>** = quantité annuelle totale des émissions du four électrique à arc (en tonnes).

**n** = quantité de matières fondantes.

**m** = nombre de matières carbonatées.

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

**TC<sub>F</sub>** = 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<sub>SC</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des ferrailles chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de ferrailles).

**FL<sub>t</sub>** = quantité annuelle totale de matières fondantes non issues de la biomasse « t » (p. ex. le calcaire, la dolomie ou la bentonite) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>FL<sub>t</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse « t » 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<sub>EC</sub>** = 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<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i » (p. ex. le charbon, la coca, etc) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>MC<sub>i</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse « i » 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<sub>ABF</sub>** = 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).

$R$  = 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.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. Alternativement, pour les procédés intégrés, les émissions de  $CO_2$  peuvent être calculées en utilisant la section 6.A.2 ou la section 6.A.5, selon le cas.

---

### Équation 6-7 : $CO_2$ provenant de cuves de décarburation à l'argon-oxygène

$$E_{CO_2\ DA0} = [Acier \times (TC_{Intrant} - TC_{Sortie}) - (R \times TC_R)] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2\ DA0}$  = quantité annuelle totale des émissions des cuves de décarburation à l'argon-oxygène (en tonnes).

**Acier** = quantité annuelle totale d'acier fondu chargé dans la cuve (en tonnes).

$TC_{Intrant}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu avant décarburation (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$TC_{Sortie}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu après décarburation (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$R$  = 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.7 Production de fer du four de réduction directe

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> du four de réduction directe selon l'Équation 6-8.

---

### Équation 6-8 : CO<sub>2</sub> provenant du four de réduction directe

$$E_{CO_2 RD} = \left[ \sum_{k=1}^n (MP_k \times TC_{MP_k}) + \sum_{i=1}^m (MC_i \times TC_{MC_i}) + (Min \times TC_{Min}) - (F \times TC_F) - (NM \times TC_{NM}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> RD</sub>** = 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.

**m** = nombre de matières carbonatées.

**Min** = quantité annuelle totale de minerai de fer ou de concentré de minerai de fer chargée dans le four (en tonnes).

**TC<sub>Min</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du minerai de fer ou des concentré de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer ou de concentré de minerai de fer).

**MP<sub>k</sub>** = total annuel de matières premières consommées « k » autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes).

**TC<sub>MP<sub>k</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières premières « k » autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes de C/tonnes de matières premières).

**MC<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i » (p. ex. le charbon, la coca, etc) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>MC<sub>i</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse « i » 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<sub>F</sub>** = 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<sub>NM</sub>** = 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<sub>R</sub>** = 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<sub>2</sub>.

## 6.A.8 Production de fer du haut fourneau

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> du haut fourneau selon l'Équation 6-9.

---

### Équation 6-9 : CO<sub>2</sub> provenant du haut fourneau

$$E_{CO_2 HF} = \left[ \sum_{k=1}^n (MP_k \times TC_{MPk}) + \sum_{i=1}^m (MC_i \times TC_{MCi}) + \sum_{t=1}^p (FL_t \times TC_{FLt}) + (Min \times TC_{Min}) - (F \times TC_F) - (NM \times TC_{NM}) - (GF \times TC_{GF}) - (R \times TC_R) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> HF</sub>** = quantité annuelle totale des émissions du haut fourneau (en tonnes).

**n** = nombre de matières premières autres que les matières carbonatées et le minerai.

**m** = nombre de matières carbonatées.

**p** = nombre de matières fondantes.

**Min** = quantité annuelle totale de minerai de fer ou de concentré de minerai de fer chargée dans le four (en tonnes).

**TC<sub>Min</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone du minerai de fer ou des concentrés de minerai de fer chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes de fer ou de concentré de minerai de fer).

**MP<sub>k</sub>** = quantité annuelle totale de matières premières consommées « k » autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes).

**TC<sub>MPk</sub>** = teneur moyenne annuelle en carbone des matières premières « k » autres que les matières carbonatées et le minerai (en tonnes de C/tonnes de matières premières).

**MC<sub>i</sub>** = quantité annuelle totale de matières carbonatées non issues de la biomasse « i » (p. ex. le charbon, la coca, etc) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>MCi</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières carbonatées non issues de la biomasse « i » chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes de matières carbonatées).

**FL<sub>t</sub>** = quantité annuelle totale de matières fondantes non issues de la biomasse « t » (p. ex. le calcaire, la dolomie ou la bentonite) chargées dans le four (en tonnes).

**TC<sub>FLt</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières fondantes non issues de la biomasse « t » chargées dans le four (en tonnes de C/matières fondantes).

**F** = quantité annuelle totale de fer produite par le four (en tonnes).

**TC<sub>F</sub>** = 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<sub>NM</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des matières non métalliques produites par le four (en tonnes de C/tonnes de matières non métalliques).

**GF** = quantité annuelle totale de gaz de haut fourneau transféré hors de l'installation (en tonnes).

---

$TC_{GF}$  = 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).

$R$  = 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.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. Alternativement, pour les procédés intégrés, les émissions de  $CO_2$  peuvent être calculées en utilisant la section 6.A.2 ou la section 6.A.5, selon le cas.

---

### Équation 6-10 : $CO_2$ provenant du four-poche

$$E_{CO_2 FP} = \left[ (AFE \times TC_{AFE}) + \sum_{j=1}^m (AD_j \times TC_{AD_j}) + (EC \times TC_{EC}) - (AFP \times TC_{AFP}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) - (Rp \times TC_{Rp}) \right] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 FP}$  = quantité annuelle totale des émissions du four-poche (en tonnes).

$m$  = nombre d'additifs.

$AFE$  = quantité annuelle totale d'acier fondu chargé dans le four (en tonnes).

$TC_{AFE}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu chargé dans le four (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

$AD_j$  = quantité annuelle totale d'additifs « j » (p. ex. le calcaire, la dolomie ou la bentonite) chargés dans le four (en tonnes).

$TC_{AD_j}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des additifs « j » chargés dans le four (en tonnes de C/tonnes d'additifs).

$EC$  = total annuel d'électrodes de carbone chargées dans le four (en tonnes).

$TC_{EC}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des électrodes de carbone chargées dans le four (en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone).

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

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

$R_p$  = quantité annuelle totale des autres résidus produits (en tonnes).

$TC_{Rp}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des autres résidus produits ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de résidus).

**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 : Émissions de $CO_2$ provenant de la production de fer et d'acier d'installations dotées de SMECE

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

Où :

$E_{CO_2}$  = 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.

$E_{CO_2\ SMECE}$  = 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).

$E_{CO_2\ CC}$  = 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 Équation 6-12 à Équation 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 : Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de poudre de fer et d'acier**

$$E_{CO_2} = E_{CO_2 A} + E_{CO_2 D} + E_{CO_2 MA} + E_{CO_2 RA}$$

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de poudre de fer et d'acier (en tonnes).

$E_{CO_2 A}$  = quantité annuelle totale d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'atomisation de fonte fondue (en tonnes).

$E_{CO_2 D}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la décarburation de la poudre de fer (en tonnes).

$E_{CO_2 MA}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier fondu (en tonnes).

$E_{CO_2 RA}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier.

### 6.B.1 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'atomisation de la fonte fondue

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'atomisation de la fonte fondue selon l'Équation 6-13.

---

**Équation 6-13 : CO<sub>2</sub> provenant de l'atomisation de la fonte fondue**

$$E_{CO_2 A} = \left[ (FF \times TC_{FF}) + \sum_{k=1}^p (M_k \times TC_{Mk}) - (FA \times TC_{FA}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SPj}) \right] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 A}$  = quantité annuelle totale d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'atomisation de fonte fondue (en tonnes).

$p$  = nombre de matières utilisées autres que la fonte fondue.

$m$  = nombre 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 « k » dans le procédé (en tonnes).

$TC_{Mk}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des autres matières utilisées « k » 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 « j » (en tonnes).

$TC_{SP_j}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits « j », 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 :  $CO_2$  provenant de la décarburation de la poudre de fer**

$$E_{CO_2 D} = \left[ (PF \times TC_{PF}) - (PD \times TC_{PD}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SP_j}) \right] \times 3.664$$

Où :

$E_{CO_2 D}$  = quantité annuelle totale des émissions de  $CO_2$  provenant de la décarburation de la poudre de fer (en tonnes).

$m$  = nombre de sous-produits.

$PF$  = 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 « j » (en tonnes).

$TC_{SP_j}$  = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits « j », 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<sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier selon l'Équation 6-15.

---

#### Équation 6-15 : CO<sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier

$$E_{CO_2 MA} = \left[ (AFE \times TC_{AFE}) + \sum_{j=1}^m (AD_j \times TC_{AD_j}) + (EC \times TC_{EC}) - (AFP \times TC_{AFP}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) - (Rp \times TC_{Rp}) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> MA</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier (en tonnes).

**m** = nombre d'additifs.

**AFE** = quantité annuelle totale d'acier fondu utilisée dans le procédé (en tonnes).

**TC<sub>AFE</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de l'acier fondu utilisé dans le procédé (en tonnes de C/tonnes d'acier fondu).

**AD<sub>j</sub>** = quantité annuelle totale d'additifs « j » utilisés dans le procédé (en tonnes).

**TC<sub>AD<sub>j</sub></sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des additifs « j » utilisés dans le procédé (en tonnes de C/tonnes d'additifs).

**EC** = total annuel d'électrodes de carbone consommées (en tonnes).

**TC<sub>EC</sub>** = 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<sub>AFP</sub>** = 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<sub>LA</sub>** = 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<sub>R</sub>** = 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<sub>Rp</sub>** = 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<sub>2</sub> sur celle du carbone.

## 6.B.4 Émissions de CO<sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier

Calculer le total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier selon l'Équation 6-16.

---

**Équation 6-16 : CO<sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier**

$$E_{CO_2 RA} = \left[ (PA \times TC_{PA}) - (PP \times TC_{PP}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SP_j}) \right] \times 3.664$$

Où :

**E<sub>CO<sub>2</sub> RA</sub>** = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier (en tonnes).

**m** = nombre de sous-produits.

**PA** = quantité annuelle totale de poudre d'acier utilisée dans le procédé (en tonnes).

**TC<sub>PA</sub>** = 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<sub>PP</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone de la production de poudre d'acier (en tonnes de C/tonnes de poudre d'acier).

**SP<sub>j</sub>** = quantité annuelle totale de sous-produits « j » (en tonnes).

**TC<sub>SP j</sub>** = teneur moyenne pondérée annuelle en carbone des sous-produits « j », ou valeur par défaut de zéro (en tonnes de C/tonnes de sous-produits).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.



## 6.B.5 Émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> provenant de la production de fer et d'acier selon l'Équation 6-17.

---

### Équation 6-17 : CO<sub>2</sub> provenant des installations de production de poudre de fer et d'acier dotées de SMECE

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production de poudre de fer et d'acier (en tonnes) calculée en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible, comme il est indiqué à la section 2, de la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> mesurée par le SMECE.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> 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).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = total annuel des émissions de CO<sub>2</sub> 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

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

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 et autres matières ferrières, 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 D7582;
- (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 paragraphes (b) à (d) de la présente section.
- (b) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (d) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

### Équation 6-18

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

**T** = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

**QE<sub>RÉEL</sub>** = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

**QE<sub>REQUIS</sub>** = 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 cokéfiabable, 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 dans le rapport EPS 1/PG/7 ou selon l'Équation 6-19 s'il s'agit de la concentration de CO<sub>2</sub>, du gaz de la cheminée, du débit du combustible, du pouvoir calorifique supérieur ou de la teneur en carbone du combustible.

- (a) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (c) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

---

#### Équation 6-19

$$T = \frac{HS_{RÉEL}}{HS_{REQUIS}}$$

Où :

**T** = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

**HS<sub>RÉEL</sub>** = nombre d'échantillons ou de mesures réels obtenus par la personne.

**HS<sub>REQUIS</sub>** = nombre d'échantillons ou de mesures requis pour la section 6

## 7 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

Une unité de production d'électricité ou de chaleur désigne tout dispositif qui brûle du combustible solide, liquide ou gazeux dans le but de produire de l'électricité, de la chaleur ou de la vapeur utile en vue de sa vente ou de son utilisation sur place. Cela ne comprend pas les génératrices portatives ou d'urgence dont la capacité nominale est inférieure à 50 kW ou qui produisent moins de 2 MWh au cours de l'année de déclaration.

Il s'agit de quantifier les émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O pour chaque unité de production d'électricité, de vapeur, et d'air et d'eau chauffé.

Dans le cas des groupes électrogènes sans compteurs individuels (ou sans réservoirs spécialisés dans le cas du diesel et du mazout lourd) et sans SMECE en place, l'installation peut utiliser un compteur ou un réservoir commun pour séparer les émissions selon chaque unité en utilisant une méthode d'estimation technique qui tient compte des émissions totales et des heures de fonctionnement relatives et du rendement de combustion de chaque unité.

Pour les groupes électrogènes au diesel dans les régions éloignées non intégrées (les installations qui ne sont pas connectées au réseau électrique nord-américain), il faut séparer le diesel selon chaque unité de production à partir d'un réservoir commun en fonction de la proportion d'énergie, en MWh, fournie par chaque unité.

### 7.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'électricité et de chaleur

Estimer les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion de combustibles à l'aide des méthodes décrites à la section 2 : Méthodes de quantification de la combustion et du torçage de combustibles pour la production d'électricité ou de chaleur (ou, dans le cas des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles – SCIAN 221112, pour chaque groupe de production d'électricité), en tenant compte des quelques points particuliers présentés aux sections 7.A(1) à 7.A(5).

- (1) Combustibles de composition non variable. Pour les groupes de production brûlant des combustibles de composition non variable (Tableau 2-1 et Tableau 2-2), utiliser les méthodes de quantification décrites à la section 2.A.1.
- (2) Combustibles de composition variable. Pour les groupes de production brûlant des combustibles de composition variable, utiliser les méthodes de quantification décrites à la section 2.A.2.
- (3) Biocombustibles. Pour les groupes de production brûlant des biocombustibles, utiliser les méthodes de quantification décrites à la section 2.A.1 ou 2.A.2.d, selon le cas.
- (4) SMECE. Déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide des méthodes de quantification décrites à la section 2.A.3.

- (5) Dans le cas des unités de production qui brûlent plus d'un type de combustible, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> comme suit.
- (A) Pour les unités qui ne brûlent que les combustibles fossiles, déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> en utilisant l'une des méthodes suivantes :
- (i) Utilisation d'un SMECE conformément à la section 2.A.3. Les exploitants qui utilisent cette méthode ne sont pas tenus de déclarer les émissions séparément pour chaque combustible fossile.
  - (ii) Dans le cas des unités qui ne sont pas pourvues d'un SMECE, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> séparément pour chaque type de combustible (voir les boîtes de texte intitulées « Points importants » de la section 2) en utilisant les méthodes mentionnées aux paragraphes (1), (2) et (3) de la présente section.
- (B) Dans le cas des unités de production qui brûlent ensemble des biocombustibles et un combustible fossile, déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> en utilisant l'une des méthodes suivantes :
- (i) Utilisation d'un SMECE conformément à la section 2.A.3. Déterminer la part des émissions totales de CO<sub>2</sub> attribuables au biocombustible et la part des émissions totales de CO<sub>2</sub> attribuables au combustible fossile en utilisant les méthodes décrites à la section 2.A.4.
  - (ii) Dans le cas des unités non pourvues d'un SMECE, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> séparément pour chaque type de combustible, comme on l'indique à la section 2, en utilisant les méthodes spécifiées aux paragraphes (1), (2) et (3) de la présente section.

## **7.B Émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la production d'électricité et de chaleur**

Calculer les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant des unités de production d'électricité ou de chaleur à l'aide des méthodes spécifiées à la section 2.B.

## 7.C Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'épuration des gaz acides

Calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> par les unités de production d'électricité qui utilisent des épurateurs de gaz acides, ou ajouter l'utilisation d'un réactif de gaz acides à l'unité de combustion, en utilisant l'Équation 7-1, si ces émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas déjà déterminées à l'aide d'un SMECE.

---

### Équation 7-1 : Épuration des gaz acides

$$CO_2 = S \times R \times \left( \frac{44}{Sorbant_{MM}} \right)$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = CO<sub>2</sub> émis par le sorbant pour l'année de déclaration (tonnes).

**S** = calcaire ou autre sorbant utilisé au cours de l'année de déclaration (tonnes).

**R** = ratio des moles de CO<sub>2</sub> rejetées lors de la capture d'une mole de gaz acide.

**44** = masse moléculaire du dioxyde de carbone.

**Sorbant<sub>MM</sub>** = masse moléculaire du sorbant (si c'est du carbonate de calcium : 100).

## 7.D Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

- (1) Émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la combustion de combustibles. Les exploitants qui utilisent un SMECE pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles doivent respecter les exigences de la section 2.A.3. Les exploitants qui utilisent des méthodes autres que le SMECE doivent respecter les exigences mentionnées à la section 2.D relativement aux méthodes d'échantillonnage du combustible, de surveillance de la consommation de combustibles, de surveillance du contenu calorifique, de surveillance de teneur en carbone et les calculs.
- (2) Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'unité de lavage de gaz acides. Mesurer la quantité de calcaire ou de tout autre sorbant utilisé au cours de l'année de déclaration dans les unités de production d'électricité qui emploient des épurateurs de gaz acides ou qui ajoutent un réactif de gaz acide à l'unité de combustion.

## 7.E Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur de qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex. un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 7.D pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure à l'aide de l'Équation 7-2 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

### Équation 7-2 : Taux d'échantillonnage

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., les sorbants), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé. Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, no de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.



## 8 Méthodes de quantification pour la production d'ammoniac

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Les procédés de production d'ammoniac comportent les unités de traitement suivantes :

- (a) Les procédés de production d'ammoniac dans lesquels l'ammoniac est fabriqué à partir d'une matière première d'origine fossile produite par reformage à la vapeur d'un hydrocarbure.
- (b) Les procédés de production d'ammoniac dans lesquels l'ammoniac est fabriqué par gazéification de matières premières solides et liquides.

### 8.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'ammoniac

Calculer et déclarer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> issues des unités de production d'ammoniac à l'aide des procédures décrites aux paragraphes (1) ou (2) de la présente section. Il est à noter que les émissions provenant des déchets recyclés sont prises en compte dans ces calculs et sont entièrement attribuées aux émissions des procédés. Elles ne devraient donc pas être de nouveau comptées comme des émissions provenant de la combustion de combustible.

- (1) Calculer et déclarer, en vertu de cette sous-partie, les émissions de CO<sub>2</sub> du procédé en utilisant l'Équation 8-1 dans le cas où il y a exploitation et entretien d'un SMECE.

---

#### Équation 8-1 : Production d'ammoniac – SMECE

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de toutes les unités de production d'ammoniac (en tonnes), établie en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> associées au brûlage de combustible selon la méthode indiquée à la section 2 de la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> mesurée à l'aide du SMECE.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> mesurée par le SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et du procédé de production (en tonnes).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

- (2) Calculer et déclarer les émissions de CO<sub>2</sub> par les procédés en suivant les procédures des paragraphes (2)(A) à (2)(F) de la présente section pour les matières premières gazeuses, liquides ou solides, le cas échéant.
- (A) **Matières premières gazeuses.** Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> par les procédés provenant de matières premières gazeuses à l'aide de l'Équation 8-2 de la présente section :

---

**Équation 8-2 : Matières premières gazeuses**

$$CO_{2,G,k} = \left( \sum_{m=1}^{12} 3.664 \times M_{prem_{m,k}} \times TC_m \times \frac{MM}{CVM} \right) \times 10^{-3}$$

Où :

**CO<sub>2,G,k</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> résultant de la consommation de matières premières gazeuses dans l'unité de traitement « k » (tonnes).

**M<sub>prem<sub>m,k</sub></sub>** = volume des matières premières gazeuses utilisées au cours du mois « m » (m<sup>3</sup> de matières premières) dans l'unité de traitement « k » aux conditions de température et de pression de référence utilisées par l'installation. Si on utilise un débitmètre massique, mesurer les matières premières utilisées au cours du mois « m » en kg de matières premières et remplacer le terme « MM/CVM » par « 1 ».

**TC<sub>m</sub>** = teneur en carbone des matières premières gazeuses, pour le mois « m », dans l'unité de traitement « k », (kg C par kg de matières premières), déterminée conformément à la section 8.B(3).

**MM** = masse moléculaire des matières premières gazeuses (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la variable M<sub>prem<sub>n,k</sub></sub> ci-dessus (m<sup>3</sup>/kg-mole).

$$= 8,3145 \times [273,16 + \text{température de référence en } ^\circ\text{C}] / [\text{pression de référence en kilopascals}].$$

**3,664** = ratio de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kg en tonnes.

- (B) **Matières premières liquides.** Pour chaque unité de production d'ammoniac, vous devez calculer les émissions de CO<sub>2</sub> produites par le procédé à partir des matières premières liquides, à l'aide de l'Équation 8-3 de la présente section :

---

**Équation 8-3 : Matières premières liquides**

$$CO_{2,L,k} = \left( \sum_{m=1}^{12} 3.664 \times M_{prem_{m,k}} \times TC_n \right) \times 10^{-3}$$

Où :

**CO<sub>2,L,k</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> résultant de la consommation de matières premières liquides dans l'unité de traitement « k » (tonnes).

**M<sub>prem<sub>m,k</sub></sub>** = volume de matières premières liquides utilisées au cours du mois « m » dans l'unité de traitement « k » (kilolitres de matières premières). Si on utilise un débitmètre massique, mesurer les matières premières utilisées au cours du mois « m », unité de traitement « k », en kg de matières premières et mesurer la teneur en carbone des matières premières en kg C par kg de matières premières.

**TC<sub>m</sub>** = teneur en carbone des matières premières liquides, pour le mois « m », déterminée selon la section 8.B(3) (kg de C par kilolitre de matières premières lorsque la consommation de matières premières est mesurée en kilolitres ou en kg de C par kg de matières premières lorsque la consommation de matières premières est mesurée en kg).

**3,664** = ratio de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kg en tonnes.

- (C) **Matières premières solides.** Vous devez calculer, pour chaque unité de production d'ammoniac « k », les émissions de CO<sub>2</sub> par le procédé dues aux matières premières solides selon l'Équation 8-4 de la présente section :

---

**Équation 8-4 : Matières premières solides**

$$CO_{2,S,k} = \left( \sum_{m=1}^{12} 3.664 \times M_{prem_{m,k}} \times TC_m \right) \times 10^{-3}$$

Où :

**CO<sub>2,S,k</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> résultant de la consommation de matières premières solides dans l'unité de traitement « k » (tonnes).

**M<sub>prem<sub>m,k</sub></sub>** = masse des matières premières solides utilisées au cours du mois « m » dans l'unité de traitement « k » (kg de matières premières).

**TC<sub>m</sub>** = teneur en carbone des matières premières solides pour le mois « m » dans l'unité de traitement « k » (kg C par kg de matières premières), déterminée selon la section 8.B(3).

**3,664** = ratio de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kg en tonnes.

- (D) Vous devez calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> dues à chaque unité *k* de traitement de l'ammoniac de votre installation en additionnant les émissions, selon le cas, obtenues par l'Équation 8-2, l'Équation 8-3 et l'Équation 8-4 de la présente section, à l'aide de l'Équation 8-5.

---

**Équation 8-5 : Émissions totales par unité**

$$E_{CO2k} = CO_{2,G} + CO_{2,S} + CO_{2,L}$$

Où :

$E_{CO2k}$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> par chaque unité « k » de traitement de l'ammoniac (tonnes).

$CO_{2,G}$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation des matières premières solides (tonnes).

$CO_{2,S}$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation des matières premières gazeuses (tonnes).

$CO_{2,L}$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation des matières premières liquides (tonnes).

- (E) Vous devez déterminer les émissions combinées de CO<sub>2</sub> de toutes les unités de traitement de l'ammoniac de votre installation à l'aide de l'Équation 8-6 de la présente section.

---

**Équation 8-6 : Émissions de l'installation**

$$CO_2 = \sum_{k=1}^n E_{CO2k} - CO_{2urée}$$

Où :

$CO_2$  = émissions annuelles combinées de CO<sub>2</sub> de toutes les unités de traitement de l'ammoniac (tonnes).

$E_{CO2k}$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de chaque unité « k » de traitement de l'ammoniac (tonnes).

$n$  = nombre total d'unités de traitement de l'ammoniac.

$CO_{2urée}$  = quantité de CO<sub>2</sub> consommée annuellement pour la production d'urée (tonnes) à l'aide de l'Équation 8-7.

- (F) Le cas échéant, déterminer la quantité de CO<sub>2</sub> consommée pour la production d'urée à l'aide de l'Équation 8-7.

---

#### Équation 8-7 : Urée

$$CO_{2urée} = M_{urée} \times \frac{MM_{CO_2}}{MM_{urée}}$$

Où :

CO<sub>2urée</sub> = quantité annuelle de CO<sub>2</sub> consommée pour la production d'urée (tonnes)

M<sub>urée</sub> = masse d'urée produite (tonnes)

MM<sub>CO<sub>2</sub></sub> = masse moléculaire du CO<sub>2</sub> (tonnes/mol)

MM<sub>urée</sub> = masse moléculaire de l'urée (tonnes/mol)

## 8.B Surveillance et exigences en matière d'AQ/CQ

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

- (1) Mesurer en continu la quantité de matières premières gazeuses ou liquides consommées, à l'aide d'un débitmètre. La quantité de matières premières solides consommées peut être obtenue à partir des registres de l'entreprise et cumulée sur une base mensuelle.
- (2) Documenter les procédures utilisées afin d'assurer l'exactitude des estimations de la consommation de matières premières.
- (3) Déterminer, sur une base mensuelle, la teneur en carbone et la masse moléculaire moyenne de chaque matière première consommée, d'après les rapports de votre fournisseur. Autre méthode pouvant remplacer l'information obtenue du fournisseur sur la teneur en carbone : prélever un échantillon de chaque matière première sur une base mensuelle et analyser la teneur en carbone et la masse moléculaire du combustible en utilisant l'une des méthodes suivantes, le cas échéant, énumérées aux paragraphes (3)(A) à (3)(H) de la présente section, selon le cas.
  - (A) ASTM D1945-03 *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*.
  - (B) ASTM D1946-90 (Réapprouvé en 2006) *Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography*.

- (C) ASTM D2502-04 (Réapprouvé en 2002) *Standard Test Method for Estimation of Mean Relative Molecular Mass of Petroleum Oils from Viscosity Measurements.*
  - (D) ASTM D2503-92 (Réapprouvé en 2007) *Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure.*
  - (E) ASTM D3238-95 (Réapprouvé en 2005) *Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method.*
  - (F) ASTM D5291-02 (Réapprouvé en 2007) *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.*
  - (G) ASTM D3176-89 (Réapprouvé en 2002) *Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke.*
  - (H) ASTM D5373-08 *Standard Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal.*
- (4) Si du CO<sub>2</sub> provenant de la production d'ammoniac est employé pour produire de l'urée dans la même installation, vous devez déterminer la quantité d'urée produite à l'aide des méthodes ou d'instruments en place dans l'usine et utilisés aux fins de comptabilité (par exemple, les registres de ventes). Documenter les procédures utilisées pour assurer l'exactitude des estimations de la production d'urée.

## 8.C Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur d'assurance-qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., si un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou si un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 8.B pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure à l'aide de l'Équation 8-8 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

### Équation 8-8 : Taux d'échantillonnage

$$T = \frac{QE_{\text{RÉEL}}}{QE_{\text{REQUIS}}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

---

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., la consommation de matières premières), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé. Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

## 9 Méthodes de quantification pour la production de l'acide nitrique

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Une installation de production d'acide nitrique utilise un ou plusieurs circuits pour produire de l'acide nitrique faible (titrant de 30 à 70 %) par oxydation catalytique de l'ammoniac suivie de l'absorption des oxydes d'azote par l'eau. Le gaz de queue de l'absorbeur contient des oxydes d'azote non absorbés, y compris de l'oxyde nitreux, dont les émissions peuvent être réduites grâce à des systèmes de réduction.

### 9.A Émissions de N<sub>2</sub>O provenant de la production d'acide nitrique

Déterminer les émissions annuelles dues au procédé de production du N<sub>2</sub>O provenant de chaque circuit d'acide nitrique conformément au paragraphe (1), (2) ou (3) de la présente section.

Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-16 de l'Alberta au lieu de l'Équation 9-2 d'ECCC; l'équation 8-17 de l'Alberta au lieu de l'Équation 9-6 d'ECCC; et l'équation 8-18 de l'Alberta au lieu de l'Équation 9-1 d'ECCC dans la présente section.

- (1) Calculer et déclarer les émissions dues au procédé de production de N<sub>2</sub>O en utilisant et en entretenant un SMECE conformément au document d'orientation de la Commission européenne intitulé *Guidance Document – The Monitoring and Reporting Regulation – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)*, 2017. Le SMECE est une mesure directe et continue du débit de cheminée et des concentrations de N<sub>2</sub>O, et sert à déterminer le débit massique des émissions de N<sub>2</sub>O dans la cheminée.
  - (A) Pour chaque circuit de production d'acide nitrique, calculer les émissions de N<sub>2</sub>O d'un SMECE pendant la période de déclaration à l'aide de l'Équation 9-1. Ajouter les émissions de N<sub>2</sub>O calculées pour chaque circuit afin d'obtenir les émissions totales de N<sub>2</sub>O.



---

**Équation 9-1 : Calcul du N<sub>2</sub>O selon le SMECE**

$$N_2O_p = \sum_{t=1}^T \left[ vit_{s,t} \times Sup_s \times C_{N_2O,t} \times \left( \frac{P_{réel,t} \times 288,15}{101,325 \times T_{réel,t}} \right) \right] \times \frac{MM_{N_2O}}{23,645} \times 0,001$$

Où :

**N<sub>2</sub>O<sub>p</sub>** = émissions massiques de N<sub>2</sub>O provenant de la production d'acide nitrique pendant la période de déclaration *p* (tonnes de N<sub>2</sub>O).

**t** = intervalle de déclaration des données du SMECE (heure).

**T** = nombre d'intervalles de déclaration des données du SMECE pendant la période de déclaration (T= 8 760 heures pour une période de déclaration annuelle autre qu'une année bisextile).

**Vit<sub>s</sub>** = Vitesse du gaz de cheminée (m/h), mesurée à l'aide d'un débitmètre à ultrasons continus.

**Sup<sub>s</sub>** = superficie de la section transversale de la cheminée (m<sup>2</sup>).

**C<sub>N<sub>2</sub>O, t</sub>** = concentration de N<sub>2</sub>O (état humide) du gaz de cheminée (kmol<sub>N<sub>2</sub>O</sub>/kmol<sub>GAS</sub>), mesurée à l'aide d'un analyseur de gaz in situ (si l'analyseur donne une concentration de N<sub>2</sub>O en ppmv, alors C<sub>N<sub>2</sub>O, t</sub> = ppmv · 10<sup>6</sup>).

**MM<sub>N<sub>2</sub>O</sub>** = masse moléculaire du N<sub>2</sub>O = 44,01 kg/kmol.

**P<sub>réel</sub>** = pression réelle mesurée du volume de gaz de cheminée (kPa).

**T<sub>réel</sub>** = température réelle mesurée du volume de gaz de cheminée (K).

**288,15** = température normale (K).

**101,325** = pression normale (kPa).

**23,645** = volume molaire normal dans des conditions normales.

**0,001** = facteur conversion de masse : tonnes par kg.

(2) Dans le cas des systèmes comportant un temps d'arrêt pour la réduction de la pollution : La méthode des coefficients d'émissions de N<sub>2</sub>O est utilisée pour les circuits de production d'acides qui ne mesurent pas directement les émissions de N<sub>2</sub>O à l'aide d'un SMECE et qui avaient un temps d'arrêt pour la réduction de la pollution quand le système de la réduction de la pollution par le N<sub>2</sub>O a été contourné pendant un certain temps au cours de la période de déclaration. Cette méthode nécessite une mesure annuelle de la concentration de N<sub>2</sub>O en amont de la technologie de réduction du N<sub>2</sub>O et de la concentration de N<sub>2</sub>O dans le flux de gaz de cheminée final (après le système de réduction du N<sub>2</sub>O). Utiliser un coefficient d'émission propre au site et des données de production conformément aux paragraphes (A) à (H) de la présente section.

(A) Pour chaque circuit de production d'acide nitrique, calculer les émissions de N<sub>2</sub>O d'un SMECE pendant la période de déclaration à l'aide de l'Équation 9-2. Ajouter les émissions de N<sub>2</sub>O calculées pour chaque circuit afin de calculer les émissions totales de N<sub>2</sub>O.

---

**Équation 9-2 : Émissions d'acide nitrique**

$$N_2O_p = m_{PAN} \times CD_{N_2O.AMR} \times (1 - (DF_{N_2O} \times FR_{N_2O})) \times 0.001$$

Où :

$N_2O_p$  = émissions massiques de  $N_2O$  découlant de la production d'acide nitrique pendant la période de déclaration p (tonnes de  $N_2O$ ).

$m_{PAN}$  = masse de production d'acide nitrique (sur une base de 100 %), (tonnes de d'acide nitrique produit) pendant la période de déclaration.

$DF_{N_2O}$  = rendement de destruction moyen du système de réduction du  $N_2O$  (%), déterminé par l'une des méthodes suivantes :

- 1) spécifications du fabricant;
- 2) estimations techniques documentées fondées sur la connaissance des procédés;
- 3) calcul d'une mesure directe tel qu'illustré dans l'Équation 9-3 si le personnel chargé des tests peut avoir accès à la partie en amont du système de réduction du  $N_2O$  en toute sécurité.

$CD_{N_2O.AMR}$  = coefficient d'émission moyen de  $N_2O$  mesuré en amont de la technologie de réduction du  $N_2O$  (AMR) (kg de  $N_2O$  par tonne d'acide nitrique), tel que défini à l'Équation 9-4.

$FR_{N_2O}$  = fraction de fonctionnement du système de réduction du  $N_2O$  (%) pendant la période de déclaration, tel que défini à l'Équation 9-5.

0,001 = facteur de conversion de la masse (tonnes/kg).

(B) On peut calculer le rendement de destruction à l'aide de l'Équation 9-3 :

---

**Équation 9-3 : Rendement de destruction**

$$DF_{N_2O} = \frac{(N_2O_{AMR} \times Q_{AMR}) - (N_2O_{CAN} \times Q_{CAN})}{N_2O_{AMR} \times Q_{AMR}} \times 100\%$$

Où :

$DF_{N_2O}$  = rendement de destruction moyen du système de réduction (%) pendant la période de déclaration.

$N_2O_{AMR}$  = concentration de  $N_2O$  (ppmv) en amont de la technologie de réduction du  $N_2O$  (AMR).

$Q_{AMR}$  = débit ( $m^3/h$ ) en amont de la technologie de réduction du  $N_2O$  (AMR).

$N_2O_{CAN}$  = concentration de  $N_2O$  (ppmv) dans la cheminée d'acide nitrique (CAN).

$Q_{CAN}$  = débits ( $m^3/h$ ) dans la cheminée d'acide nitrique (CAN).

- (C) Le coefficient d'émission moyen de N<sub>2</sub>O propre au circuit se calcule à partir d'une mesure directe de la concentration de N<sub>2</sub>O en amont de la technologie de réduction du N<sub>2</sub>O (AMR) et à l'aide de l'Équation 9-4 :

---

**Équation 9-4 : Coefficient d'émission propre au site**

$$CD_{N_2O,AMR} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{Q_{AMR,i} \times C_{N_2O,AMR,i}}{CP_{AN,i}} \times 1.861 \times 10^{-6}}{N}$$

Où :

$CD_{N_2O,AMR}$  = coefficient d'émission moyen de N<sub>2</sub>O en amont de la technologie de réduction du N<sub>2</sub>O (kg de N<sub>2</sub>O par tonne d'acide nitrique).

$n$  = nombre de cycles d'essai de la mesure du N<sub>2</sub>O pendant l'essai en cheminée.

$Q_{AMR,i}$  = débit volumétrique de l'effluent gazeux en amont de la technologie de réduction du N<sub>2</sub>O pendant l'essai « i » (m<sup>3</sup>/h) à 15°C et 1 ATM.

$C_{N_2O,ATR,i}$  = concentration de N<sub>2</sub>O mesurée en amont de la technologie de réduction du N<sub>2</sub>O pendant l'essai « i » (ppmv de N<sub>2</sub>O).

$CP_{AN,i}$  = cadence de production d'acide nitrique mesurée pendant l'essai « i » (tonnes d'acide nitrique par heure).

$1,861 \times 10^{-6}$  = coefficient de conversion de la densité de N<sub>2</sub>O (kg/m<sup>3</sup>·ppmv-1; à 15°C et 1 ATM).

- (D) Vous devez déterminer le facteur de réduction pour chaque technique de réduction du N<sub>2</sub>O. Ce facteur corrige l'équation du N<sub>2</sub>O pour toutes les périodes pendant l'année quand le système de réduction n'est pas employé pour détruire le N<sub>2</sub>O. Pour les activités où le temps d'arrêt de la réduction du N<sub>2</sub>O est de 100 %, le  $FR_{N_2O}$  par défaut = 1,0. Le facteur de réduction est calculé pour chaque circuit d'acide nitrique selon l'Équation 9-5 de la présente section.

---

**Équation 9-5 : Facteur de réduction**

$$FR_{N_2O} = \frac{P_{Réd,AN}}{P_{AN,Total}}$$

Où :

$FR_{N_2O}$  = fraction de fonctionnement du système de réduction du N<sub>2</sub>O pendant la période de déclaration.

$P_{Réd,AN}$  = production d'acide nitrique quand le système de réduction du N<sub>2</sub>O fonctionne (tonnes d'acide produit) pendant la période de déclaration.

$P_{AN,Total}$  = production totale d'acide nitrique (tonnes d'acide nitrique) pendant la période de déclaration.

- (E) Il faut déterminer la production d'acide nitrique pendant la période de déclaration et la production mensuelle d'acide nitrique quand le système de réduction du NO<sub>x</sub> fonctionne à partir des systèmes de mesure employés à des fins de comptabilité.
  - (F) Des essais en cheminée doivent être effectués pour calculer le **CD<sub>N2O,AMR</sub>** au moins une fois par année. Au moins trois essais pour chaque cheminée et une mesure horaire de la production d'acide nitrique sont exigés pendant l'essai en cheminée; la moyenne des résultats est alors établie. Effectuer des essais de rendement pour déterminer le **CD<sub>N2O,AMR</sub>** une fois que le procédé de production d'acide nitrique a été modifié ou que l'équipement de réduction est installé ou remplacé.
  - (G) Si le rendement de destruction du système de réduction du N<sub>2</sub>O est déterminé par une mesure directe, des essais doivent être effectués tous les ans, à l'aide des méthodes de concentration de N<sub>2</sub>O mentionnées ci-avant.
  - (H) Pour calculer le **FR<sub>N2O</sub>**, il faut déterminer la durée de fonctionnement du système de réduction du N<sub>2</sub>O pendant la période de déclaration à l'heure.
- (3) Méthode des coefficients d'émissions de N<sub>2</sub>O pour les essais directs en cheminée : La méthode des coefficients d'émissions de N<sub>2</sub>O est utilisée pour la production d'acide nitrique lorsque les systèmes de réduction du N<sub>2</sub>O sont intégrés dans le procédé d'exploitation et qu'on ne peut pas les contourner. Un coefficient d'émission propre au site est élaboré en fonction des émissions de N<sub>2</sub>O découvertes lors des essais dans la cheminée d'acide nitrique (CAN) finale et en fonction des données sur la production, conformément aux paragraphes (A) à (E) de la présente section.
- (A) Pour chaque circuit d'acide nitrique, calculer les émissions de N<sub>2</sub>O à l'aide de l'Équation 9-6. Ajouter les émissions de N<sub>2</sub>O calculées pour chaque circuit afin d'obtenir les émissions totales de N<sub>2</sub>O.

---

#### Équation 9-6 : Émissions par les circuits d'acide nitrique

$$N_2O_p = m_{pAN} \times CD_{N2O,CAN} \times 0.001$$

Où :

**N<sub>2</sub>O<sub>p</sub>** = émissions massiques de N<sub>2</sub>O découlant de la production d'acide nitrique pendant la période de déclaration p (tonnes de N<sub>2</sub>O).

**M<sub>pAN</sub>** = masse de production d'acide nitrique (sur une base de 100 %), (tonnes de d'acide nitrique produit) pendant la période de déclaration

**CD<sub>N2O,CAN</sub>** = coefficient d'émission moyen de N<sub>2</sub>O (kg de N<sub>2</sub>O par tonne d'acide nitrique) dans la cheminée d'acide nitrique (CAN) finale à partir des essais en cheminée directs pour les émissions de la cheminée finale de N<sub>2</sub>O et calculé à l'aide de l'Équation 9-7.

**0,001** = facteur de conversion de la masse (tonnes/kg).

- (B) Déterminer un coefficient d'émission de N<sub>2</sub>O à employer dans l'Équation 9-6 de cette section. Utiliser les résultats de l'essai de rendement pour calculer un coefficient d'émission moyen propre au site pour chaque circuit d'acide nitrique « t », conformément à l'Équation 9-7.

---

**Équation 9-7 : Coefficient d'émission propre au site**

$$CD_{N2O,CAN} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{Q_{CAN,i} \times C_{N2O,CAN,i}}{CP_{AN,i}} \times 1.861 \times 10^{-6}}{N}$$

Où :

**CD<sub>N2O,CAN</sub>** = coefficient d'émission moyen de N<sub>2</sub>O dans la cheminée d'acide nitrique (CAN) finale (kg de N<sub>2</sub>O par tonne d'acide nitrique) pendant la période de déclaration.

**n** = nombre de cycles d'essai de mesure du N<sub>2</sub>O pendant l'essai en cheminée.

**Q<sub>CAN,i</sub>** = débit volumétrique de l'effluent gazeux dans la CAN finale pendant le cycle d'essai « i » (m<sup>3</sup>/h) à 15°C et 1 ATM.

**C<sub>N2O,CAN,i</sub>** = concentration de N<sub>2</sub>O mesurée dans la CAN pendant le cycle d'essai « i » (ppmv de N<sub>2</sub>O).

**CP<sub>AN,i</sub>** = cadence de production d'acide nitrique mesurée pendant le cycle d'essai « i » (tonnes d'acide nitrique par heure).

**1,861x10<sup>-6</sup>** = coefficient de conversion de la densité de N<sub>2</sub>O (kg/m<sup>3</sup>·ppmv-1; à 15°C et 1 ATM).

- (C) Il faut déterminer la production d'acide nitrique pour la période de déclaration et la production mensuelle d'acide nitrique quand le système de réduction du NO<sub>x</sub> fonctionne à partir des systèmes de mesure employés à des fins de comptabilité.
- (D) Des essais en cheminée pour calculer le **CD<sub>N2O,CAN</sub>** doivent être effectués au moins une fois par année. Au moins trois cycles d'essai pour chaque cheminée et une mesure horaire de la production d'acide nitrique sont exigés pendant l'essai en cheminée; la moyenne des résultats est alors établie.
- (E) Effectuer des essais de rendement pour déterminer le **CD<sub>N2O,CAN</sub>** une fois que le procédé de production d'acide nitrique a été modifié ou que l'équipement de réduction est installé ou remplacé.

## 9.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

- (1) Effectuer un nouvel essai de rendement et calculer le nouveau coefficient d'émission et/ou de génération propre au site selon un plan d'essai, sur une base annuelle, et lorsque votre procédé de production d'acide nitrique change, particulièrement lorsqu'un équipement de réduction des émissions est installé ou remplacé.
- (2) Le SMECE sur le N<sub>2</sub>O doit être conforme à toutes les exigences applicables du document d'orientation de la Commission européenne intitulé *Guidance Document – The Monitoring and Reporting Regulation – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)*, 2017.
- (3) Mesurer la concentration de N<sub>2</sub>O pendant l'essai de rendement en utilisant l'une des méthodes décrites au paragraphe (3)(A) ou (3)(B) de la présente section.
  - (A) EPA Method 320 at 40 CFR Part 63, Appendix A, *Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy*.
  - (B) ASTM D6348-03 *Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy*.
- (4) Mesurer constamment la pression et la température des gaz de cheminée à l'aide des instruments pour la cheminée.
- (5) Déterminer la ou les cadences de production (sur une base de 100 %) pour chaque circuit d'acide nitrique pendant l'essai de rendement conformément au paragraphe (5)(A) ou (5)(B) de la présente section.
  - (A) Mesure directe de la production et de la concentration (par exemple, à l'aide de débitmètres ou de balances, pour les mesures de production et de concentration).
  - (B) Procédures existantes utilisées à l'usine à des fins comptables (c.-à-d. mesures de la concentration de l'acide et des niveaux dans les réservoirs spécialisés).
- (6) Effectuer tous les essais de rendement selon les méthodes applicables. Pour chaque essai, l'installation doit préparer un rapport de détermination du coefficient d'émission qui doit comprendre les renseignements indiqués aux paragraphes (6)(A) à (6)(C) de la présente section.
  - (A) Analyse des échantillons, détermination des émissions et données brutes.
  - (B) Toutes les informations et données utilisées pour calculer le ou les coefficients d'émission.
  - (C) Cadence de production pendant chaque essai et la façon dont elle a été déterminée.
- (7) Déterminer la production annuelle d'acide nitrique et la production annuelle d'acide nitrique pour laquelle la technique de réduction du N<sub>2</sub>O a été utilisée, et ce, pour chaque circuit d'acide nitrique, en additionnant les quantités mensuelles respectives de production d'acide nitrique.

## 9.C Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur d'assurance-qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., si un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou si un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 9.B pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure à l'aide de l'Équation 9-8 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

### Équation 9-8 : Taux d'échantillonnage

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., production d'acide nitrique), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé. Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
  - (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF), le document d'orientation de la Commission européenne intitulé *Guidance Document – The Monitoring and Reporting Regulation – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)*, 2017. Sinon, utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

## 10 Méthodes de quantification pour la production d'hydrogène

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

L'hydrogène est produit dans les unités de valorisation du bitume, les raffineries de pétrole, les usines de produits chimiques et les usines d'engrais, là où cela est nécessaire pour la purification ou la synthèse des substances. De plus, des producteurs de gaz industriel autonomes produisent également de l'hydrogène. L'hydrogène produit peut être utilisé sur place ou transféré hors site.

Pour ce qui est de la production d'ammoniac, les méthodes de quantification de la section 8 incluent les émissions associées à la production d'hydrogène.

### 10.A Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène

Deux procédés principaux permettent de transformer les hydrocarbures en hydrogène gazeux, et ils donnent lieu tous deux à des émissions de CO<sub>2</sub> comme sous-produit :

- (i) reformage du méthane à la vapeur, suivi de réactions de conversion;
- (ii) oxydation partielle des hydrocarbures en gaz de synthèse.

Conformément aux lignes directrices du GIEC<sup>5</sup>, si la production d'hydrogène est associée à la production ou au traitement de combustibles fossiles (p. ex., dans une raffinerie de pétrole ou une usine de valorisation), on classe alors les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables au secteur de l'énergie sous la catégorie des sources d'émissions « fugitives - évacuation ». Sinon, on classe les émissions de CO<sub>2</sub> découlant de la production d'hydrogène dans la catégorie appropriée des sources d'émissions des « procédés industriels et utilisation de produits », par exemple, l'ammoniac. Il faut souligner que cela ne s'applique qu'à l'attribution à chacune des catégories de sources; à part cela, les émissions ne sont ni quantifiées ni traitées différemment.

Si le gaz de synthèse produit par oxydation partielle est brûlé pour produire de la chaleur utile ou du travail, classer les émissions de GES de cette combustion sous la catégorie des sources d'émissions « combustion des combustibles ». Sinon, classer les émissions provenant de la combustion du gaz de synthèse sous la catégorie des sources d'émissions « fugitives - torchage ».

Calculer les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène comme il est indiqué au paragraphe (1) ou (2) de la présente section. Il est à noter que les émissions provenant des déchets recyclés d'un reformeur de méthane à la vapeur sont incorporées dans ces calculs et sont entièrement attribuées aux émissions fugitives des évacuations des procédés ou aux émissions des procédés. Elles ne devraient donc pas être comptées de nouveau comme des émissions de combustion de combustible.

---

<sup>5</sup> *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, volume 2 : Énergie, chapitre 4 : Émissions fugitives, p. 4.38 ([https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/2\\_Volume2/V2\\_4\\_Ch4\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf)).



Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies* (AEP, 2021) peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser les équations 8-1, 8-1a, 8-2, 8-3, 8-3, 8-4a ou 8-4b de l'Alberta pour calculer les émissions provenant de la production d'hydrogène.

- (1) Déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène en utilisant l'Équation 10-1 dans le cas où il y a exploitation et entretien d'un SMECE.

---

#### Équation 10-1 : Production d'ammoniac – SMECE

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène (en tonnes), établie en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> associées au brûlage de combustible selon la méthode indiquée à la section 2 de la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> mesurée à l'aide du SMECE.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> mesurée par le SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et de la production d'hydrogène (en tonnes).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

- (2) Déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène selon la méthode des matières premières, décrite par l'Équation 10-2. Cette méthode utilise la masse ou le volume et la teneur en carbone des matières premières.

---

#### Équation 10-2 : Méthode des matières premières

$$CO_2 = \sum_{m=1}^{12} M_{\text{prem}_m} \times TC_m \times \frac{MM}{CVM} \times \frac{44}{12} \times 10^{-3} - R_{CO_2}$$

Où :

$CO_2$  = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène (tonnes).

$M_{\text{prem}_m}$  = consommation de matières premières pendant le mois «  $m$  » (solides en kilogrammes, liquides en litres et gaz en mètres cubes, à 15 °C et 101,325 kPa), mesurée comme il est indiqué à la section 10.B., ou aux conditions sèches de référence spécifiques des raffineries de pétrole (25°C, 101,325 kPa et 0% d'humidité) (dRm<sup>3</sup>/période), si applicable. Si on utilise un débitmètre massique, les unités pour les liquides et les gaz sont alors les kilogrammes et il faut mettre «  $MM/CVM$  » = 1.

$TC_m$  = moyenne pondérée de la teneur en carbone au cours du mois «  $m$  » (kilogrammes de carbone par unité de combustible et de matières premières), mesurée comme il est indiqué à la section 2.D.4.

$MM$  = masse moléculaire des combustibles et matières premières gazeuses (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la variable  $M_{\text{prem}_m}$  ci-dessus ( $Rm^3/kg\text{-mole}$ ).

$$= 8.3145 * [273.16 + \text{température de référence en } ^\circ\text{C}] / [\text{pression de référence en kilopascal}]$$

**44 / 12** = ratio des masses moléculaires :  $CO_2$  / carbone.

**$R_{CO_2}$**  =  $CO_2$  récupéré (tonnes) pour l'utilisation en aval dans d'autres industries manufacturières, l'utilisation sur place ou l'envoi à un entrepôt permanent.

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

## 10.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Mesurer la consommation des matières premières et la production d'hydrogène quotidiennement. Effectuer l'échantillonnage et l'analyse des matières premières, ou utiliser les données obtenues des fournisseurs de combustible, aux fréquences suivantes :

- (1) Fréquence mensuelle pour les matières premières gazeuses qui ne sont pas mélangées avec d'autres matières premières avant leur consommation.
- (2) Fréquence quotidienne pour toutes les autres matières premières, avec une moyenne pondérée calculée pour chaque mois.

Prélever les échantillons à un endroit dans le système de manutention des matières premières qui est représentatif des matières premières consommées dans le procédé de production d'hydrogène.

Quantifier la teneur en carbone des matières premières doit être, le cas échéant, comme il est indiqué à la section 2.D.4 « Exigences de mesure de la teneur en carbone du combustible ».

## 10.C Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur de qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 10.B pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure à l'aide de l'Équation 10-3 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

**Équation 10-3 : Taux d'échantillonnage**

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., débit du gaz, volume d'hydrogène), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé. Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

## 11 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LE RAFFINAGE DE PÉTROLE

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Cette partie présente les méthodes de quantification pour les sources suivantes d'émissions dans les raffineries de pétrole : unités de craquage catalytique; unités de cokéfaction en lit fluidisé; unités de cokéfaction retardée; unités de reformage catalytique; unités de calcination du coke; opérations de soufflage de l'asphalte; systèmes de purge; réservoirs de stockage; composants d'équipement de traitement (compresseurs, pompes, valves et soupapes, dispositifs de protection contre la surpression, brides et connecteurs) dans le secteur du gaz; opérations de chargement des navires, des barges, des camions-citernes et autres activités similaires; et des usines de récupération du soufre.

Pour le pétrole brut chargé dans les raffineries, utiliser les méthodes d'échantillonnage, d'analyse et de mesure pour les combustibles liquides présentées à la section 2.D afin de déclarer les volumes et les moyennes pondérées annuelles, le PCSC et la teneur en carbone.

Les méthodes pour estimer les émissions provenant de la combustion de combustible, des torches et des usines d'hydrogène (p. ex. les usines d'hydrogène qui appartiennent ou qui sont contrôlées directement par le propriétaire ou l'opérateur de la raffinerie) sont traitées dans la section 2 et la section 10 de ce document, respectivement.

Calculer les émissions de GES à l'aide des méthodes décrites aux paragraphes 11.A à 11.M de la présente section. Si on utilise un SMECE pour mesurer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'évacuation des procédés, des installations de production d'asphalte ou de récupération du soufre, ou d'autres dispositifs de contrôle, l'exploitant peut alors calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de ces procédés à l'aide d'un SMECE, comme il est indiqué à la section 2.A.3. Lorsque les gaz de combustion provenant de deux ou plusieurs procédés ou sources de combustion fixes sont évacués par une cheminée ou un conduit commun avant de rejoindre l'atmosphère et si un SMECE est utilisé comme il est indiqué à la section 2.A.3 pour surveiller en continu les émissions de CO<sub>2</sub>, vous pouvez déclarer les émissions combinées des procédés ou des sources de combustion fixes partageant la cheminée ou le conduit commun au lieu de déclarer séparément les émissions de GES provenant des divers procédés ou sources de combustion fixes.

### 11.A Émissions fugitives provenant de la régénération des catalyseurs

Calculer les émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la régénération des catalyseurs, en utilisant les méthodes décrites aux paragraphes (1), (2) et (3), respectivement.

#### ***Émissions de CO<sub>2</sub>***

- (1) Utiliser les méthodes décrites aux paragraphes (A) à (C). Pour ce qui est des unités équipée d'un SMECE, calculer à l'aide du SMECE les émissions fugitives de CO<sub>2</sub> provenant de la régénération des catalyseurs conformément à la section 2.A.3.

- (A) Calculer les émissions fugitives de CO<sub>2</sub> provenant de la régénération en continu des matières catalytiques dans les unités de craquage catalytique en lit fluidisé (UCCLF) et les unités de cokéfaction en lit fluidisé en utilisant les paragraphes (i) à (iii) ou le paragraphe (iv) de la présente section.
- (i) Calculer les émissions fugitives de CO<sub>2</sub>.

---

**Équation 11-1 : Émissions produites par la régénération en continu**

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n CC_i \times FC \times 3,664 \times 10^{-3}$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

**n** = nombre d'heures de fonctionnement au cours de l'année de déclaration.

**CC<sub>i</sub>** = masse horaire de coke brûlé, pour la période « i » (kg).

**FC** = fraction de carbone dans le coke brûlé, mesurée comme il est indiqué aux sections 11.N.1 et 2.D.4 ou en faisant une estimation technique, voir les détails à l'annexe A.

**3,664** = ratio de masses moléculaires, CO<sub>2</sub> sur carbone.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

- (ii) Calculer la masse horaire de coke brûlé à l'aide de l'Équation 11-2 ou d'après la mesure faite à l'installation ou une estimation technique :

---

**Équation 11-2 : Consommation horaire du coke**

$$CR_i = K_1 Q_r \times (\%CO_2 + \%CO) + K_2 Q_a - K_3 Q_r \times \left[ \frac{\%CO}{2} + \%CO_2 + \%O_2 \right] + K_3 Q_{oxy} \times (\%O_{oxy})$$

Où :

**CR<sub>i</sub>** = masse horaire de coke brûlé pour la période « i » (kg).

**K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub>** = bilan matière et facteurs de conversion (K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub> et K<sub>3</sub> sont tirés du Tableau 11-1, ou des mesures prises à l'installation ou d'une estimation technique).

**Q<sub>r</sub>** = débit volumétrique des gaz d'échappement avant leur entrée dans le système de contrôle des émissions, obtenu à l'aide de l'Équation 11-3 (dRm<sup>3</sup>/min) aux conditions sèches de référence (101,325 kPa, 25°C et 0 % d'humidité).

**Q<sub>a</sub>** = débit volumétrique de l'air vers le régénérateur, déterminé à partir de l'instrumentation de la salle de commande, aux conditions de température et de pression de référence utilisées pour la variable Q<sub>r</sub> (dRm<sup>3</sup>/min).

**% CO<sub>2</sub>** = concentration de CO<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

%CO = concentration de CO dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche. Lorsqu'aucun combustible auxiliaire n'est brûlé et que la surveillance continue du CO n'est pas requise, assumer le %CO comme étant zéro.

% O<sub>2</sub> = concentration de O<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

Q<sub>oxy</sub> = débit volumétrique de l'air enrichi en O<sub>2</sub> vers le régénérateur, déterminé à partir de l'instrumentation de la salle de commande, aux conditions de température et de pression de référence utilisées pour la variable Q<sub>r</sub> (dRm<sup>3</sup>/min).

%O<sub>oxy</sub> = concentration de O<sub>2</sub> dans l'entrée du flux d'air enrichi en O<sub>2</sub> vers le régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

- (iii) Surveiller en continu le débit volumétrique des gaz d'échappement depuis le régénérateur du UCCLF ou du brûleur de l'unité de cokéfaction en lit fluidisé avant la combustion des autres combustibles fossiles, ou calculer le débit volumétrique de ce flux de gaz d'échappement en utilisant l'Équation 11-3 de la présente section.

---

#### Équation 11-3 : Débit volumétrique

$$Q_r = \frac{(79 \times Q_a + (100 - \%O_{oxy}) \times Q_{oxy})}{100 - \%CO_2 - \%CO - \%O_2}$$

Où :

Q<sub>r</sub> = débit volumétrique des gaz d'échappement provenant du régénérateur avant leur entrée dans le système de contrôle des émissions, dRm<sup>3</sup>/min, 101,325 kPa, 25 °C et 0 % d'humidité.

Q<sub>a</sub> = débit volumétrique de l'air vers le régénérateur, déterminé à partir de l'instrumentation de la salle de commande, aux conditions sèches de référence utilisées pour Q<sub>r</sub> (dRm<sup>3</sup>/min).

O<sub>oxy</sub> = concentration d'oxygène dans le flux d'air enrichi en oxygène, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

Q<sub>oxy</sub> = débit volumétrique de l'air enrichi en O<sub>2</sub> vers le régénérateur, déterminé à partir de l'instrumentation de la salle de commande de l'unité de craquage catalytique aux conditions sèches de référence utilisées pour Q<sub>r</sub> (dRm<sup>3</sup>/min).

% CO<sub>2</sub> = concentration de dioxyde de carbone dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

%CO = concentration de CO dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche. Lorsqu'aucun combustible auxiliaire n'est brûlé et qu'un moniteur du CO en continu n'est pas requis, on supposera que la valeur %CO est nulle.

% O<sub>2</sub> = concentration de O<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

- (iv) Autre méthode de calcul : Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la régénération en continu des matières catalytiques dans les unités de craquage catalytique en lit fluidisé (UCCLF) et les unités de cokéfaction en lit fluidisé en utilisant l'Équation 11-4 et l'Équation 11-3.

---

**Équation 11-4 : Autre méthode de calcul des émissions provenant de la régénération des catalyseurs**

$$CO_2 = \sum_{p=1}^n [(Q_r)_p \times \frac{(\%CO_2 + \%CO)_p}{100\%} \times \frac{44}{CVM} \times 10^{-3}]$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

**Q<sub>r</sub>** = débit volumétrique des gaz d'échappement avant leur entrée dans le système de contrôle des émissions selon l'Équation 11-3 et dRm<sup>3</sup>/h, 101,325 kPa, 25°C et 0 % d'humidité.

**% CO<sub>2</sub>** = concentration horaire moyenne de CO<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

**%CO** = concentration horaire moyenne de CO dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche. Lorsqu'il n'y a pas de dispositif post-combustion, on présume que la valeur %CO est nulle.

**44** = masse moléculaire du CO<sub>2</sub> (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que pour la variable Q<sub>r</sub> ci-dessus (dRm<sup>3</sup>/kg-mole)

$$= 8,3145 \times [273,16 + \text{température de référence en } ^\circ\text{C}] / [\text{pression de référence en kilopascals}].$$

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

**n** = nombre d'heures de fonctionnement au cours de l'année de déclaration.

**% O<sub>2</sub>** = concentration de O<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

**Q<sub>oxy</sub>** = débit volumétrique d'air enrichi en O<sub>2</sub> vers le régénérateur, déterminé à partir de l'instrumentation de la salle de commande utilisé pour Q<sub>r</sub> (dRm<sup>3</sup>/min).

**%O<sub>oxy</sub>** = concentration de O<sub>2</sub> à l'entrée du flux d'air enrichi en O<sub>2</sub> vers le régénérateur, en pourcentage par volume – base sèche, 0 % d'humidité.

**Tableau 11-1 : Bilan matière du taux de combustion du coke et facteurs de conversion, conditions sèches de référence**

	(kg min)/(h dRm <sup>3</sup> %)	(lb min)/(h dscf %)
K <sub>1</sub>	0,2982	0,0186
K <sub>2</sub>	2,0880	0,1303
K <sub>3</sub>	0,0994	0,0062

- (B) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> par le procédé résultant de la régénération en continu des catalyseurs dans l'exploitation, par des dispositifs autres que les UCCLF et les unités de cokéfaction en lit fluidisé (p. ex., reformage catalytique) en utilisant l'Équation 11-5.

**Équation 11-5 : Émissions résultant de la régénération en continu (autre)**

$$CO_2 = CC_{tmr} \times (CF_{usé} - CF_{régén}) \times H \times 3.664$$

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

CC<sub>tmr</sub> = taux moyen de régénération des catalyseurs (tonnes/h).

CF<sub>usé</sub> = fraction de carbone en poids des catalyseurs usés.

CF<sub>régén</sub> = fraction de carbone en poids des catalyseurs régénérés (valeur par défaut = 0).

H = heures annuelles de fonctionnement du régénérateur (h).

3,664 = ratio de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

- (C) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> par le procédé résultant de la régénération périodique des catalyseurs à l'aide de l'Équation 11-6.

**Équation 11-6 : Émissions résultant de la régénération périodique**

$$CO_2 = \sum_1^n [(CC_q)_n \times TC \times 3.664 \times 10^{-3}]$$

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

CC<sub>q</sub> = quantité de combustion du coke par cycle de régénération, d'après les estimations techniques (kg).

n = nombre de cycle de régénérations au cours de l'année civile.

TC = teneur en carbone du coke (kg C / kg coke) basée sur les mesures, comme il est indiqué à la section 2.D.4.

3,664 = ratio de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

10<sup>-3</sup> = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.



## Émissions de CH<sub>4</sub>

- (2) Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> en utilisant des données de mesure propres à l'unité, un coefficient d'émission propre à l'unité basé sur un essai à la source sur l'unité ou l'Équation 11-7 de la présente section.

---

### Équation 11-7 : Émissions résultant de la régénération des catalyseurs – CH<sub>4</sub>

$$CH_4 = (CO_2 \times \frac{CeD_2}{CeD_1})$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de méthane dues à la combustion de coke (tonnes).

CO<sub>2</sub> = émissions annuelles du CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de coke, calculé au paragraphe (1) de la présente section, le cas échéant (tonnes).

CeD<sub>1</sub> = coefficient d'émission par défaut de CO<sub>2</sub> pour le coke de pétrole (97 kg CO<sub>2</sub>/GJ).

CeD<sub>2</sub> = coefficient d'émission par défaut de CH<sub>4</sub> pour le coke de pétrole (2,8 × 10<sup>-3</sup> kg CH<sub>4</sub>/GJ).

## Émissions de N<sub>2</sub>O

- (3) Calculer les émissions de N<sub>2</sub>O en utilisant des données de mesure propres à l'unité, un coefficient d'émission propre à l'unité basé sur un essai à la source sur l'unité ou l'Équation 11-8 de la présente section.

---

### Équation 11-8 : Émissions résultant de la régénération des catalyseurs – N<sub>2</sub>O

$$N_2O = (CO_2 \times \frac{CeD_3}{CeD_1})$$

Où :

N<sub>2</sub>O = masse annuelle des émissions de N<sub>2</sub>O provenant de la combustion de coke (tonnes).

CO<sub>2</sub> = émissions annuelles du CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de coke calculé au paragraphe (1) de la présente section, le cas échéant (tonnes).

CeD<sub>1</sub> = coefficient d'émission par défaut de CO<sub>2</sub> pour le coke de pétrole (97 kg CO<sub>2</sub>/GJ).

CeD<sub>3</sub> = coefficient d'émission par défaut de N<sub>2</sub>O pour le coke de pétrole (5,7 × 10<sup>-4</sup> kg N<sub>2</sub>O /GJ).

## 11.B Émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés

Les lignes directrices à suivre pour calculer les émissions dues à l'évacuation associées à la production d'hydrogène se trouvent à la section 10.A – Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'hydrogène du présent document d'orientation. Calculer les autres émissions fugitives de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O dues à des émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés, à l'aide de l'Équation 11-9. Déclarer les émissions pour chaque évacuation de procédé contenant plus de 2 % en volume de CO<sub>2</sub> ou plus de 0,5 % en volume de CH<sub>4</sub> ou plus de 0,01 % en volume (100 parties par million) de N<sub>2</sub>O.

---

### Équation 11-9 : Émissions résultant de l'évacuation des procédés

$$E_x = \sum_{i=1}^n DV_i \times F_{xi} \times \left( \frac{MM_x}{CVM} \right) \times D\acute{E}_i \times 10^{-3}$$

Où :

**E<sub>x</sub>** = masse annuelle des émissions d'un gaz « x » (tonnes), où x = CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O ou CH<sub>4</sub>.

**DV<sub>i</sub>** = débit volumétrique moyen pour l'événement d'évacuation « i » d'après les données de mesure, la connaissance du procédé ou les estimations techniques (dRm<sup>3</sup>/unité de temps). Si on utilise un débitmètre massique, mesurer le débit en kg/unité de temps et remplacer le terme « MM<sub>x</sub>/CVM » par « 1 ».

**F<sub>xi</sub>** = fraction molaire par type de gaz « x » dans le flux d'évacuation pendant l'événement « i », d'après les données de mesure, la connaissance du procédé ou les estimations techniques.

**MM<sub>x</sub>** = masse moléculaire d'un gaz « x » (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux conditions sèches de référence utilisées pour DV<sub>i</sub> ci-dessus (Rm<sup>3</sup>/kg-mole).

$$= 8,3145 \times [273,16 + \text{température de référence en } ^\circ\text{C}] / [\text{pression de référence en kilopascals}].$$

**D<sup>é</sup><sub>i</sub>** = durée de l'événement d'évacuation « i », dans les mêmes unités de temps que DV<sub>i</sub>.

**n** = nombre d'événements d'évacuation au cours de l'année de déclaration.

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

## 11.C Émissions fugitives provenant de la production d'asphalte

Calculer les émissions fugitives de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> provenant des activités de soufflage de l'asphalte, soit selon la méthode de calcul des émissions provenant de l'évacuation de procédé décrite au paragraphe 11. B, soit selon les dispositions applicables des paragraphes (1) et (2) de la présente section.

- (1) Pour les opérations de soufflage de l'asphalte non contrôlées et des opérations de soufflage de l'asphalte contrôlé par épurateur à la vapeur, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> à l'aide des Équation 11-10 et Équation 11-11 de la présente section, respectivement.

---

### Équation 11-10 : Émissions provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte

$$CO_2 = (Q_{AB} \times CD_{AB.CO_2})$$

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte (tonnes).

Q<sub>AB</sub> = quantité annuelle d'asphalte soufflée (en millions de barils [millions b]).

CD<sub>AB,CO<sub>2</sub></sub> = coefficient d'émission du CO<sub>2</sub> provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte, d'après les données d'essai propres à l'installation (tonnes de CO<sub>2</sub>/million b d'asphalte soufflé); valeur par défaut = 1100.

---

### Équation 11-11 : Émissions provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte – CH<sub>4</sub>

$$CH_4 = (Q_{AB} \times CD_{AB.CH_4})$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masses annuelles des émissions de CH<sub>4</sub> provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte (tonnes).

Q<sub>AB</sub> = quantité annuelle d'asphalte soufflée (million b).

CD<sub>AB,CH<sub>4</sub></sub> = coefficient d'émission pour le CH<sub>4</sub> provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte, d'après les données d'essai propres à l'installation (tonnes de CH<sub>4</sub>/million b d'asphalte soufflé); valeur par défaut = 580.

- (2) Dans le cas des opérations de soufflage de l'asphalte contrôlé par oxydation thermique ou torchage, calculer les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> à l'aide des Équation 11-12 et Équation 11-13 de la présente section, à la condition que ces émissions ne soient pas déjà incluses dans les émissions par torchage calculées au paragraphe 11.E de la présente section, et qu'elle soient quantifiées par les méthodes spécifiées à la section 2.C.

---

**Équation 11-12 : Émissions provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte – CO<sub>2</sub>**

$$CO_2 = 0.98 \times (Q_{AB} \times CDC_{AB} \times 3.664)$$

Où :

CO<sub>2</sub> = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte (tonnes).

0,98 = efficacité présumée de la combustion de l'oxydeur thermique ou de la torche, si le facteur de l'installation n'est pas disponible.

Q<sub>AB</sub> = quantité annuelle d'asphalte soufflée (million b).

CDC<sub>AB</sub> = coefficient d'émission du carbone provenant du soufflage de l'asphalte, d'après des données d'essai propres à l'installation (tonnes de C/million b d'asphalte soufflé); valeur par défaut = 2750.

3,664 = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone

---

**Équation 11-13 : Émissions provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte – CH<sub>4</sub>**

$$CH_4 = 0.02 \times (Q_{AB} \times CD_{AB,CH_4})$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte (tonnes).

0,02 = fraction de méthane non brûlé par l'unité d'oxydation thermique ou la torche, d'après un taux présumé d'efficacité de la combustion de 98 %.

Q<sub>AB</sub> = quantité annuelle d'asphalte soufflée (million b).

CD<sub>AB,CH<sub>4</sub></sub> = coefficient d'émission du CH<sub>4</sub> provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte d'après des données d'essai propres à l'installation (tonnes de CH<sub>4</sub>/million b d'asphalte soufflé); valeur par défaut = 580.

## 11.D Émissions fugitives provenant de la récupération du soufre

Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant des unités de récupération du soufre (URS) à l'aide de l'Équation 11-14. Pour la fraction molaire (FM) de CO<sub>2</sub> dans le gaz acide, utiliser un facteur par défaut de 0,20 ou une fraction molaire propre à la source. Si on utilise une valeur propre à la source, documenter et fournir la méthode.

---

### Équation 11-14 : Émissions provenant de la récupération du soufre

$$CO_2 = DV \times \frac{44}{CVM} \times FM \times 10^{-3}$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

**DV** = débit volumétrique du gaz acide acheminé à l'URS, dRm<sup>3</sup>/année. Si on utilise un débitmètre massique, mesurer le flux de gaz acide en kg par année et remplacer le terme « MM<sub>CO2</sub>/CVM » par « 1 ».

**44** = masse moléculaire du CO<sub>2</sub> (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la variable DV (dRm<sup>3</sup>/kg-mole).  
= 8,3145 × [273,16 + température de référence en °C] / [pression de référence en kilopascals].

**FM** = fraction molaire (%) du CO<sub>2</sub> dans le gaz acide, d'après des mesures ou des estimations techniques (valeur FM par défaut = 20 %, soit 0,20).

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

## 11.E Émissions par torchage provenant des torches et autres dispositifs de contrôle

Calculer les émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O résultant de la combustion par une veilleuse de torche et des hydrocarbures acheminé vers la torche en utilisant la ou les méthodes appropriées indiquées à la section 2.C.

## 11.F Émissions fugitives provenant de réservoirs de stockage

Dans le cas des réservoirs de stockage autres que ceux qui répondent aux descriptions du paragraphe (3) de la présente section, calculer les émissions de CH<sub>4</sub> en utilisant les méthodes applicables décrites aux paragraphes (1) et (2).

- (1) Pour les réservoirs de stockage qui ne sont pas utilisés pour le traitement du pétrole brut non stabilisé, calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant des réservoirs de stockage qui présentent une concentration de méthane en phase vapeur de 0,5 % en volume ou plus en utilisant des données sur la composition du méthane propres aux réservoirs (d'après des données de mesure ou la connaissance du produit) et les méthodes d'estimation décrites à la section 7.1 du document AP-42, *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1 : Stationary Point and Area Sources*, y compris le modèle TANKS (version 4.09D), ou à l'aide de l'Équation 11-15 de la présente section.

---

### Équation 11-15 : Émissions des réservoirs de stockage

$$CH_4 = (0.1 \times Q_{Ref})$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> provenant des réservoirs de stockage (tonnes).

0,1 = coefficient d'émission par défaut pour les réservoirs de stockage (tonnes de CH<sub>4</sub>/million b).

Q<sub>Ref</sub> = quantité annuelle de pétrole brut plus la quantité de produits intermédiaires reçus de l'extérieur du site et qui sont traités à l'installation (million b).

- (2) Dans le cas des réservoirs de stockage utilisés pour le traitement du pétrole brut non stabilisé, calculer les émissions de CH<sub>4</sub> soit en utilisant des données sur la composition du méthane propres aux réservoirs (d'après des données de mesure ou la connaissance du produit) et la mesure directe du taux de production de gaz, soit en utilisant l'Équation 11-16 de la présente section.

---

**Équation 11-16 : Réservoirs de stockage – pétrole brut non stabilisé**

$$CH_4 = (995\,000 \times Q_{un} \times \Delta P) \times FM_{CH_4} \times \frac{16}{CVM} \times 10^{-3}$$

Où :

**CH<sub>4</sub>** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> provenant des réservoirs de stockage (tonnes).

**Q<sub>un</sub>** = quantité annuelle de pétrole brut non stabilisé reçu par l'installation (million b).

**ΔP** = différence de pression entre la pression de stockage précédente et la pression atmosphérique (livres par pouce carré [lb/po<sup>2</sup>]).

**FM<sub>CH<sub>4</sub></sub>** = fraction molaire de CH<sub>4</sub> dans le gaz d'évacuation provenant du réservoir de stockage de pétrole brut non stabilisé, données provenant de mesures faites à l'installation (kg-mole CH<sub>4</sub>/kg-mole de gaz); utiliser la valeur par défaut de 0,27 si les données de mesure ne sont pas disponibles.

**995 000** = facteur de corrélation de l'équation (pi<sup>3</sup> std de gaz par million b par lb/po<sup>2</sup>).

**16** = masse moléculaire du CH<sub>4</sub> (kg/kg-mole).

**CVM** = conversion de volume molaire (849,5 pi<sup>3</sup> std/kg-mole, 101,325 kPa, 20 °C).

**10<sup>3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

- (3) Vous n'avez pas à calculer les émissions annuelles de CH<sub>4</sub> provenant des réservoirs de stockage qui répondent à l'une ou l'autre des descriptions suivantes :
- (A) unités fixées en permanence à des moyens de transport, notamment : camions, remorques, wagons, barges ou navires;
  - (B) récipients sous pression conçus pour fonctionner à des pressions supérieures à 204,9 kilopascals et sans émission dans l'atmosphère;
  - (C) récepteurs de fond ou puisards;
  - (D) récipients de stockage des eaux usées;
  - (E) cuves de réacteur associées à une unité de production.

## 11.G Émissions fugitives provenant du traitement des eaux usées industrielles

Il est possible de déterminer les émissions provenant des eaux usées industrielles par mesure directe (voir la méthode de mesure d'échantillons présentée à la section 11.N.7) ou à l'aide des méthodes de calcul figurant aux paragraphes (1), (2) et (3) de la présente section.

- (1) Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant du traitement des eaux usées (par exemple, réacteur anaérobie, digesteur ou lagune), à l'aide de l'Équation 11-17 ou de l'Équation 11-18.

---

### Équation 11-17 : Émissions de CH<sub>4</sub> des eaux usées industrielles - DCO

$$CH_4 = Q \times DCO_{\text{moy-trim}} \times B \times FCM \times 10^{-3}$$

---

### Équation 11-18 : Émissions de CH<sub>4</sub> des eaux usées industrielles - DBO

$$CH_4 = Q \times DBO_{\text{moy-5j}} \times B \times FCM \times 10^{-3}$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> (tonnes).

Q = volume annuel d'eaux usées traité (m<sup>3</sup>).

DCO<sub>moy-trim</sub> = détermination trimestrielle moyenne de la demande chimique en oxygène des eaux usées (kg/m<sup>3</sup>) tel que précisé à la section 11.N.7.

DBO<sub>moy-5j</sub> = détermination trimestrielle moyenne de la demande biochimique en oxygène sur cinq jours des eaux usées (kg/m<sup>3</sup>) tel que précisé à la section 11.N.7.

B = capacité de production de méthane (B = 0,25 kg CH<sub>4</sub>/kg DCO et 0,6 kg CH<sub>4</sub>/kg DBO<sub>5</sub>).

FCM = facteur de correction du méthane (fraction de la capacité de production de méthane, B, obtenue avec une technologie de traitement ou un mode de rejet donné) d'après le Tableau 11-2, ou propre à une installation. Si vous utilisez un FCM propre à une installation, il faut documenter la méthode de calcul.

10<sup>-3</sup> = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.



**Tableau 11-2 : Valeurs FCM par défaut pour les eaux usées industrielles**

Type de traitement et voie ou système de rejet	Commentaires	FCM par défaut	Plage
<b>Eaux usées non traitées</b>			
Rejets dans un océan, un cours d'eau ou un lac	Les cours d'eau présentant une charge organique élevée peuvent devenir anaérobies, produisant ainsi plus d'émissions que le FCM par défaut. Toutefois, cet aspect n'est pas pris en compte ici.	0,11	0 – 0,2
<b>Eaux usées traitées</b>			
Usine de traitement aérobie, y compris les lagunes aérées, les boues secondaires activées aérées et le traitement primaire	Bien entretenue et non surchargée. Une certaine quantité de CH <sub>4</sub> peut être émise par les bassins de décantation. Une certaine élimination biologique avancée des nutriments peut entraîner des valeurs de FCM de 0,03.	0	0 – 0,1
Usine de traitement aérobie	Mal entretenue ou surchargée.	0,3	0,2 – 0,4
Réacteur anaérobie/traitement anaérobie des eaux usées	La récupération de CH <sub>4</sub> doit être prise en compte séparément.	0,8	0,8 – 1,0
Lagune anaérobie peu profonde, non aérée ou lagune facultative	Profondeur inférieure à 2 m	0,2	0 – 0,3
Lagune profonde anaérobie ou non aérée	Profondeur supérieure à 2 m.	0,8	0,8 – 1,0
Fosse septique	Avec ou sans champ d'épuration	0,5	0,4 – 0,72
Le coefficient d'émission pour le CH <sub>4</sub> équivaut à FCM * B. Pour la capacité de production de CH <sub>4</sub> (B) en kg CH <sub>4</sub> /kg DCO, utiliser le facteur par défaut de 0,25 kg CH <sub>4</sub> /kg DCO ou de 0,60 kg CH <sub>4</sub> /kg DBO. FCM = facteur de conversion du méthane (fraction de la capacité de production de méthane, B, obtenue avec une technologie de traitement ou un mode de rejet donné). DCO = demande chimique en oxygène (kg O <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ). DBO = demande biologique en oxygène (kg O <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ).			

- (2) Pour les procédés anaérobies dont le biogaz est récupéré et non émis, ajuster les émissions de CH<sub>4</sub> calculées au paragraphe (1) par la quantité de CH<sub>4</sub> recueillie.
- (3) Calculer les émissions de N<sub>2</sub>O provenant du traitement des eaux usées à l'aide de l'**Error! Reference source not found.**

---

**Équation 11-19 : Émissions de N<sub>2</sub>O des eaux usées industrielles**

$$N_2O = Q \times N_{\text{moy-trim}} \times CD_{N_2O-N} \times 1.571 \times 10^{-3}$$

Où :

**N<sub>2</sub>O** = masse annuelle des émissions de N<sub>2</sub>O (tonnes).

**Q** = volume annuel d'eaux usées traitées (m<sup>3</sup>).

**N<sub>moy-trim</sub>** = détermination trimestrielle moyenne de N dans le flux d'eaux usées (kg de N/m<sup>3</sup>).

**CD<sub>N<sub>2</sub>O-N</sub>** = coefficient d'émission de N<sub>2</sub>O-N (masse d'azote dans le N<sub>2</sub>O) provenant du traitement des eaux usées. Voir le Tableau 11-3 pour les valeurs par défaut. Si vous utilisez un FCM propre à une installation, il faut documenter la méthode de calcul

**1,571** = facteur de conversion stœchiométrique de N<sub>2</sub>O-N en N, 44/28 (kg N<sub>2</sub>O-N en kg N<sub>2</sub>O).

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

---

**Tableau 11-3 : Coefficients d'émission de N<sub>2</sub>O par défaut (fondés sur la Révision de 2019 des Lignes directrices du GIEC)**

Type de traitement et mode ou système d'élimination	CD par défaut (kg N <sub>2</sub> O-N/kg N)
Usine de traitement aérobie centralisée (traitement primaire, secondaire ou tertiaire)	0,016
Lagune	0
Usine de traitement anaérobie centralisée	0
Fosse septique avec champ d'épuration	0,0045
Fosse septique sans champ d'épuration	0
Aucun traitement	0,005

## 11.H Émissions fugitives provenant des séparateurs huile-eau

Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant des séparateurs huile-eau à l'aide de l'Équation 11-20. Pour le facteur de conversion FC<sub>NMHC</sub>, utiliser soit un facteur par défaut de 0,6 ou des facteurs de conversion propres aux espèces, déterminés par analyse. Documenter et fournir la méthode d'échantillonnage et d'analyse.

---

### Équation 11-20 : Émissions des séparateurs huile-eau

$$CH_4 = CD_{\text{sép}} \times V_{\text{eau}} \times FC_{\text{NMHC}} \times 10^{-3}$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> (tonnes).

CD<sub>sép</sub> = coefficient d'émission des HCNM (hydrocarbures autres que le méthane) (kg/m<sup>3</sup>) d'après le Tableau 11-4.

V<sub>eau</sub> = volume annuel d'eaux usées traitées par le séparateur (m<sup>3</sup>).

FC<sub>HCNM</sub> = facteur de conversion des HCNM en CH<sub>4</sub>.

10<sup>-3</sup> = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

---

**Tableau 11-4 : Coefficients d'émission pour les séparateurs huile-eau**

Type de séparateur	Coefficient d'émission (CD <sub>sép</sub> ) <sup>a</sup> kg HCNM/m <sup>3</sup> d'eaux usées traitées
Type par gravité — non recouvert	1,11 × 10 <sup>-1</sup>
Type par gravité — recouvert	3,30 × 10 <sup>-3</sup>
Type par gravité — recouvert et relié à un dispositif de destruction	0
FAD <sup>b</sup> ou FAI <sup>c</sup> — non recouvert	4,00 × 10 <sup>-3d</sup>
FAD ou FAI — recouvert	1,20 × 10 <sup>-4d</sup>
FAD ou FAI — recouvert et relié à un dispositif de destruction	0
<sup>a</sup> Les valeurs CD ne couvrent pas l'éthane. <sup>b</sup> FAD = flottation à air dissous. <sup>c</sup> FAI = flottation à air induit. <sup>d</sup> Les valeurs CD pour ces types de séparateurs s'appliquent lorsqu'ils sont installés comme systèmes de traitement secondaires.	

## 11.I Émissions fugitives provenant des fuites d'équipement

Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> selon la méthode indiquée aux paragraphes (1) ou (2) de la présente section.

- (1) Dans la mesure du possible, utiliser les données sur la composition du méthane propres au procédé (d'après les données de mesure ou la connaissance du procédé) et l'une ou l'autre des procédures d'estimation d'émissions fournies dans *Protocol for Equipment Leak Emissions Estimates* (EPA-453/R-95-017, NTIS PB96-175401).
- (2) Autrement, utiliser l'Équation 11-21 de la présente section.

---

### Équation 11-21 : Fuites de CH<sub>4</sub> de l'équipement

$$CH_4 = (0.4 \times N_{CD} + 0.2 \times N_{PU1} + 0.1 \times N_{PU2} + 4.3 \times N_{H2} + 6 \times N_{SGC})$$

Où :

CH<sub>4</sub> = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> provenant des fuites d'équipement (tonnes).

N<sub>CD</sub> = nombre de colonnes de distillation de pétrole brut à la pression atmosphérique à l'installation.

N<sub>PU1</sub> = nombre cumulé d'unités de craquage catalytique, d'unités de cokéfaction (retardée ou en lit fluidisé), d'unités d'hydrocraquage et de colonnes de distillation à plage complète (y compris les colonnes de distillation avec dépropaniseur et débutaniseur) à l'installation.

N<sub>PU2</sub> = nombre cumulé d'hydrotraitement/hydroraffinage, de reformage catalytique et de viscoréduction à l'installation.

N<sub>H2</sub> = nombre total d'unités d'hydrogène à l'installation.

N<sub>SGC</sub> = nombre total de systèmes de gaz combustible à l'installation

## 11.J Émissions fugitives provenant de la calcination du coke

Calculer les émissions de GES conformément aux dispositions applicables des paragraphes (1) à (3) de la présente section.

- (1) Si un SMECE mesure les émissions de CO<sub>2</sub> conformément à la section 2.A.3, calculer et déclarer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination du coke selon la méthode de calcul avec le SMECE indiquée dans cette section. Si l'unité de calcination du coke n'est pas pourvue d'un SMECE, suivre les exigences du paragraphe (2) de la présente section.
- (2) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'unité de calcination du coke en utilisant l'Équation 11-22 de la présente section.

---

**Équation 11-22 : Émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la calcination du coke**

$$CO_2 = 3.664 \times (M_{alim} \times CC_{CV} - (M_{prod} + M_{pouss}) \times CC_{CPM})$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> (tonnes).

**M<sub>alim</sub>** = masse annuelle de coke alimentant l'unité de calcination du coke d'après les registres de l'installation (tonnes).

**CC<sub>CV</sub>** = fraction massique moyenne de la teneur en carbone du coke vert d'après les données de mesure de l'installation (tonnes de carbone/tonnes de coke vert).

**M<sub>prod</sub>** = masse annuelle de coke de pétrole marchand produit par l'unité de calcination du coke d'après les registres de l'installation (tonnes).

**M<sub>pouss</sub>** = masse annuelle de poussières de coke de pétrole recueillie dans le système de collecte des poussières de l'unité de calcination du coke d'après les registres de l'installation (tonnes)

**CC<sub>CPM</sub>** = fraction massique moyenne de la teneur en carbone du coke de pétrole marchand produit par l'unité de calcination du coke, d'après les données de mesure de l'installation (tonnes de carbone/tonnes de coke de pétrole).

**3,664** = rapport de la masse moléculaire du CO<sub>2</sub> sur celle du carbone.

- (3) Pour toutes les unités de calcination du coke, utiliser les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'unité de calcination du coke et calculées aux paragraphes (1) et (2), le cas échéant, et calculer les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O en utilisant les méthodes suivantes :
- (A) Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> en utilisant les données de mesure propres à l'unité, un coefficient d'émission propre à l'unité basé sur un essai à la source de l'unité ou l'Équation 11-23 de la présente section.

---

**Équation 11-23 : Émissions de CH<sub>4</sub> provenant de la calcination du coke**

$$CH_4 = (CO_2 \times \frac{CeD_2}{CeD_1})$$

Où :

**CH<sub>4</sub>** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> (tonnes).

**CO<sub>2</sub>** = masse annuelle de CO<sub>2</sub> calculée aux paragraphes (1) et (2) de la présente section, le cas échéant (tonnes).

**CeD<sub>1</sub>** = coefficient d'émission par défaut du CO<sub>2</sub> pour le coke de pétrole (97 kg CO<sub>2</sub>/GJ).

**CeD<sub>2</sub>** = coefficient d'émission par défaut du CH<sub>4</sub> pour le coke de pétrole (2,8 × 10<sup>-3</sup> kg CH<sub>4</sub>/GJ).

- (B) Calculer les émissions de N<sub>2</sub>O en utilisant les données de mesure propres à l'unité, un coefficient d'émission propre à l'unité basé sur un essai à la source de l'unité ou l'Équation 11-24 de la présente section.

---

**Équation 11-24 : Émissions de N<sub>2</sub>O provenant de la calcination du coke**

$$N_2O = (CO_2 \times \frac{CeD_3}{CeD_1})$$

Où :

N<sub>2</sub>O = masse annuelle des émissions de N<sub>2</sub>O (tonnes).

CO<sub>2</sub> = masse annuelle de CO<sub>2</sub> calculée aux paragraphes (1) et (2) de la présente section, le cas échéant (tonnes).

CeD<sub>1</sub> = coefficient d'émission par défaut du CO<sub>2</sub> pour le coke de pétrole (97 kg CO<sub>2</sub>/GJ).

CeD<sub>3</sub> = coefficient d'émission par défaut du CH<sub>4</sub> pour le coke de pétrole (5,7 × 10<sup>-4</sup> kg CH<sub>4</sub>/GJ).

## **11.K Émissions fugitives provenant des systèmes de purge non contrôlés**

Pour les systèmes de purge non contrôlés, utiliser les méthodes de calcul pour les émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés décrites à la section 11.B.

## **11.L Émissions fugitives provenant des opérations de chargement du pétrole brut, du pétrole intermédiaire ou de produits**

Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant des opérations de chargement en utilisant des données sur la composition du méthane en phase vapeur propres aux produits (d'après les données de mesure ou la connaissance du procédé), et suivre les procédures d'estimation des émissions fournies à la section 5.2 du document AP-42, *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1 : Stationary Point and Area Sources*, dans le cas où la concentration de méthane en phase vapeur à l'équilibre est de 0,5 % en volume ou plus.

Pour les opérations de chargement dont la concentration de méthane en phase vapeur à l'équilibre est inférieure à 0,5 % en volume, on supposera qu'il n'y a pas d'émissions de méthane.

## 11.M Émissions fugitives provenant des unités de cokéfaction retardée

Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant de la dépressurisation de la cuve de l'unité de cokéfaction vers l'atmosphère, en utilisant l'une ou l'autre des méthodes décrites aux paragraphes (1) ou (2) et à la condition qu'aucune eau ou vapeur ne soit ajoutée à la cuve une fois l'évacuation dans l'atmosphère. Utiliser la méthode du paragraphe (1) de la présente section si vous ajoutez de l'eau ou de la vapeur à la cuve après l'évacuation dans l'atmosphère.

- (1) En plus des calculs des émissions dues à l'évacuation des procédés décrite à la section 11.B, calculer également les émissions de CH<sub>4</sub> provenant de l'ouverture subséquente de la cuve pour les opérations de coupe du coke à l'aide de l'Équation 11-25 de la présente section. Dans le cas des cuves de coke de dimensions différentes, utiliser l'Équation 11-25 pour chaque ensemble de cuves de mêmes dimensions, et additionner les émissions résultantes pour chaque ensemble de cuves de coke afin de calculer les émissions de CH<sub>4</sub> pour l'ensemble des unités de cokéfaction retardée.

---

**Équation 11-25 : Émissions provenant des unités de cokéfaction retardée**

$$CH_4 = (N \times H \times \frac{(P_{cc} + 101.325)}{101.325} \times f_{vide} \times \frac{\pi \times D^2}{4} \times \frac{16}{CVM} \times FM_{CH_4} \times 10^{-3})$$

Où :

**CH<sub>4</sub>** = masse annuelle des émissions de CH<sub>4</sub> dues à l'ouverture de la cuve de l'unité de cokéfaction retardée (tonnes).

**N** = nombre cumulatif d'ouvertures de la cuve pour toutes les cuves de l'unité de cokéfaction retardée de mêmes dimensions, au cours de l'année.

**H** = hauteur de la cuve de l'unité de cokéfaction (en mètres).

**P<sub>cc</sub>** = pression manométrique de la cuve de cokéfaction lorsqu'elle est mise à l'air, avant la coupe du coke, ou, si on utilise l'autre méthode présentée au paragraphe (2) de la présente section, pression manométrique de la cuve de coke lorsque les gaz de dépressurisation sont d'abord évacués vers l'atmosphère (kilopascals).

**101,325** = pression atmosphérique présumée (kilopascals).

**f<sub>vide</sub>** = fraction de vide volumétrique de la cuve de coke avant l'introduction de la vapeur, d'après le jugement technique à la température et à la pression de référence dans des conditions sèches (dRm<sup>3</sup> gaz/m<sup>3</sup> de la cuve).

**D** = diamètre de la cuve de l'unité de cokéfaction (mètres).

**16** = masse moléculaire de CH<sub>4</sub> (kg/kg-mole).

**CVM** = facteur de conversion du volume molaire aux mêmes conditions de référence que la cuve de coke (Rm<sup>3</sup>/kg-mole).  
= 8,3145 × [273,16 + température de référence en °C] / [pression de référence en kilopascals].

**FM<sub>CH<sub>4</sub></sub>** = fraction molaire moyenne du méthane dans les gaz de la cuve de coke d'après l'analyse d'au moins deux échantillons par année, prélevés à au moins quatre mois d'intervalle (kg-mole CH<sub>4</sub>/kg-mole gaz, base humide).

**10<sup>-3</sup>** = facteur de conversion des kilogrammes en tonnes.

- (2) Calculer les émissions de CH<sub>4</sub> provenant de l'évacuation par dépressurisation et de l'ouverture subséquente de la cuve pour les opérations de coupe du coke en utilisant l'Équation 11-25 de la présente section et la pression de la cuve de coke lorsque les gaz de dépressurisation sont d'abord acheminés vers l'atmosphère. Dans le cas des cuves de coke de dimensions différentes, utiliser l'Équation 11-25 pour chaque ensemble de cuves de mêmes dimensions, et additionner les émissions résultantes pour chaque ensemble de cuves de coke afin de calculer les émissions de CH<sub>4</sub> pour l'ensemble des unités de cokéfaction retardée.

## 11.N Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).



Réaliser l'échantillonnage, l'analyse et les mesures comme l'exige la méthode choisie dans les paragraphes appropriés ci-haut, conformément aux sections 11.N.1 à 11.N.9. À noter que, lorsqu'il est possible d'utiliser les données sur les procédés et des estimations techniques et que si cette option est retenue, il faut fournir une description de la méthode et des renseignements à l'appui.

### 11.N.1 Régénération des catalyseurs

Pour les UCCLF et les unités de cokéfaction en lit fluidisé, mesurer les paramètres suivants :

- (A) La concentration quotidienne d'oxygène dans l'entrée du flux d'air enrichi en oxygène, sur le régénérateur.
- (B) Mesurer en continu le débit volumétrique de l'air et de l'air enrichi en oxygène qui entre dans le régénérateur.
- (C) Mesurer périodiquement sur une base hebdomadaire les concentrations de CO<sub>2</sub>, de CO et d'O<sub>2</sub> dans les gaz d'échappement du régénérateur (ou faire ces mesures en continu si l'équipement nécessaire à cette fin est déjà en place).
- (D) Déterminer sur une base quotidienne la teneur en carbone du coke brûlé.
- (E) Consigner le nombre d'heures de fonctionnement.
- (F) Utiliser les mesures des valeurs quotidiennes ou hebdomadaires pour calculer les paramètres à la minute ou à l'heure au besoin, selon les équations correspondantes.

### 11.N.2 Émissions fugitives provenant de l'évacuation des procédés

Mesurer les paramètres suivants pour chaque évacuation de procédé.

- (1) Le débit d'évacuation pour chaque événement d'évacuation d'après les données de mesure, la connaissance du procédé ou les estimations techniques.
- (2) La fraction molaire du CO<sub>2</sub>, du N<sub>2</sub>O et du CH<sub>4</sub> dans le flux de gaz évacué lors de chaque événement d'évacuation d'après les données de mesure, la connaissance du procédé ou les estimations techniques.
- (3) La durée de chaque événement d'évacuation.

### 11.N.3 Production de l'asphalte

Mesurer la masse annuelle de l'asphalte soufflé.

### 11.N.4 Récupération du soufre

Mesurer le débit volumétrique du gaz acide acheminé à l'URS. Si on utilise une fraction molaire propre à la source basée sur les mesures, au lieu du facteur par défaut ou d'estimations techniques, effectuer un essai annuel pour déterminer la valeur de la fraction molaire.

## 11.N.5 Torches et autres dispositifs de contrôle

Voir la section 2.D.7.

## 11.N.6 Réservoirs de stockage

Déterminer le débit annuel de pétrole brut, de naphta, de distillat, d'asphalte et de gazole pour chaque réservoir de stockage d'après les registres de l'entreprise ou les instruments de l'usine applicables.

## 11.N.7 Traitement des eaux usées

Mesurer les paramètres suivants.

- (1) Prélever les échantillons représentant les influents d'eaux usées vers le procédé de traitement des eaux usées, en suivant toutes les étapes préliminaires et primaires (p. ex., après l'élimination des matières grossières, la clarification primaire, la séparation huile-eau, la flottation à l'air dissous ou les procédés similaires de séparation des solides et de l'huile). Prélever et analyser des échantillons pour déterminer la concentration de DCO ou de DBO<sub>5</sub> de façon trimestrielle.
- (2) Mesurer le flux annuel des eaux usées entrant dans le processus de traitement des eaux usées. L'emplacement de mesure du débit doit correspondre à l'emplacement utilisé pour prélever les échantillons analysés pour déterminer la concentration de DCO ou de DBO<sub>5</sub>.
- (3) La teneur trimestrielle en azote des eaux usées.

Pour la mesure directe des émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O :

Les émissions de CH<sub>4</sub> sont mesurées dans les bassins de décantation, les lagunes, les bassins à boues activées, le matériel de nitrification/dénitrification et tout autre emplacement pertinent où des émissions de CH<sub>4</sub> peuvent provenir des eaux usées. Les échantillons doivent être prélevés au moins tous les trimestres.

Les émissions de N<sub>2</sub>O sont mesurées dans les bassins de décantation, les lagunes, les bassins à boues activées et tout matériel de nitrification/dénitrification. Les émissions de N<sub>2</sub>O varient grandement dans le temps, aux échelles quotidienne, hebdomadaire et annuelle (Daelman et coll. 2013; Daelman M., De Baets, B., van Loosdrecht M., Volcke, E. (2013). Influence of sampling strategies on the estimated nitrous oxide emission from wastewater treatment plants. *Water Research*, 47, 3120-3130. <http://dx.doi.org/10.1016/j.watres.2013.03.016>). Les stratégies d'échantillonnage doivent permettre de recueillir suffisamment de données pour couvrir la variabilité. Le nombre minimal d'échantillons varie selon la méthode d'échantillonnage :

- Surveillance en ligne, périodes de 24 heures : au moins 25 jours, choisis au hasard au cours de l'année.
- Surveillance en ligne, périodes de 7 jours : au moins 10 semaines, choisies au hasard au cours de l'année.
- Échantillonnage ponctuel hebdomadaire : au moins 50 semaines.
- Échantillonnage ponctuel au hasard : au moins 30 échantillons, prélevés à des jours et à des moments choisis au hasard au cours de l'année.

## 11.N.8 Séparateurs huile-eau

Mesurer le volume quotidien des eaux usées traitées par les séparateurs huile-eau.

## 11.N.9 Calcination du coke

Déterminer la masse de coke de pétrole au besoin, à l'aide de l'équipement de mesure utilisé aux fins comptables. Déterminer la teneur en carbone du coke de pétrole en utilisant l'une ou l'autre des méthodes suivantes :

- (1) ASTM D3176-89 (Réapprouvé en 2002) *Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke*.
- (2) ASTM D5291-02 (Réapprouvé en 2007) *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*.
- (3) ASTM D5373-08 *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*.

## 11.O Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur d'assurance-qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., si un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou si un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 11.N pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression, etc.), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure en utilisant l'Équation 11-26 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

**Équation 11-26 : Taux d'échantillonnage**

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
  - (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes pour les autres paramètres (p. ex., combustion de coke, débit volumétrique, nombre d'heures de fonctionnement, quantité d'eaux usées, etc.), utiliser les données basées sur les meilleures estimations disponibles du paramètre en question, en utilisant toutes les données de procédé disponibles. Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

## 12 Méthodes de quantification pour la production de pâtes et papiers

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

La méthode de calcul des émissions pour la production des pâtes et papiers s'applique aux installations dont l'activité principale consiste à fabriquer de la pâte, du papier et des produits du papier. La fabrication de pâte consiste à séparer les fibres de cellulose des autres matières présentes dans les sources de fibre (p. ex., le bois). La fabrication du papier consiste à coucher les fibres en feuilles de papier. Les produits de papier transformés, c.-à-d. fabriqués à partir de papier, sont également pris en compte dans la présente section.

### 12.A Émissions provenant de la production de pâtes et papiers

Calculer les émissions provenant de chaque unité (c.-à-d. four de récupération de produits chimiques de pâte kraft ou de pâte à la soude, unité de combustion et de récupération de produits chimiques aux sulfites, unité autonome de combustion et de récupération de produits de la pâte semi-chimique, ou four à chaux d'usine de pâte kraft ou de pâte à la soude), comme il est indiqué aux paragraphes 12.A.1 et 12.A.2 de la présente section. Calculer les émissions provenant des eaux usées conformément à la section 12.A.3.

#### 12.A.1 Émissions provenant de la combustion de combustibles et de la production d'électricité/chaleur

- (1) Si l'installation produit de l'électricité ou encore de la chaleur ou de la vapeur utile, calculer les émissions connexes comme il est indiqué à la section 7 (Méthodes de quantification pour la production d'électricité et de chaleur).
- (2) Calculer les émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O provenant de la combustion de combustibles en suivant les méthodes décrites à la section 2 (Méthodes de quantification pour la combustion de combustibles).

#### 12.A.2 Émissions provenant de procédés (utilisation de produits chimiques d'appoint)

Pour ce qui est de l'utilisation des produits chimiques d'appoint, on peut obtenir les émissions de procédé de CO<sub>2</sub> en utilisant l'une des méthodes des paragraphes (1) et (2).

- (1) Lorsqu'il y a exploitation et entretien d'un SMECE, l'Équation 12-1 peut être utilisée. Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-12 de l'Alberta au lieu de l'Équation 12-1 d'ECCC dans la présente section.

---

**Équation 12-1 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – SMECE**

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de procédé de  $CO_2$  (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.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de  $CO_2$  mesurée par le SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et des émissions de procédé (en tonnes).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = émissions annuelles totales de  $CO_2$  provenant de la consommation de combustible, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

(2) Utiliser l'Équation 12-2 ou l'Équation 12-3 pour calculer les émissions de procédé découlant de l'utilisation de carbonates. Pour les installations de l'Alberta, les méthodes de quantification présentées dans le document *Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies (AEP, 2021)* peuvent être utilisées, le cas échéant. De façon plus précise, utiliser l'équation 8-11 de l'Alberta dans la présente section ou l'équation 8-10 de l'Alberta au lieu de l'Équation 12-3 d'ECCC.

---

**Équation 12-2 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – teneur en carbone**

$$CO_2 = \left[ \sum_i^n (P_k \times TC_i) - \sum_j^m (P_j \times TC_j) \right] \times 3.664$$

Où :

$CO_2$  = émissions annuelles de  $CO_2$  provenant de la consommation de carbonates.

$n$  = nombre de types de matières carbonatées consommées

$m$  = nombre de types de matières carbonatées produites

$P_k$  = quantité annuelle de matière carbonatée consommées de type « k » utilisée.

$P_j$  = quantité annuelle de matière carbonatée de type « j » produite (tonnes). Une valeur par défaut de 0 peut être utilisée

$TC_i$  = valeur moyenne pondérée annuelle de la teneur en carbone de la matière « k » (tonnes de carbone par tonne de matière k), mesurée comme il est indiqué à la section 12.B.

$TC_j$  = valeur moyenne pondérée annuelle de la teneur en carbone de la matière « j » (tonnes de carbone par tonne de matière j), mesurée comme il est indiqué à la section 12.B.

**3,664** = facteur stœchiométrique de conversion du C en  $CO_2$ .

---

**Équation 12-3 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – coefficient d'émission**

$$CO_2 = \sum_k^n (P_k \times CD_k \times F_k)$$

Où :

$CO_2$  = émissions annuelles de  $CO_2$  provenant de la consommation de carbonates.

$n$  = nombre de types de carbonates

$P_k$  = quantité annuelle des matières premières carbonatées de type « k » utilisées (en tonnes).

$CD_k$  = coefficient d'émission des matières premières carbonatées de type « k » (le Tableau 12-1 fournit les valeurs par défaut pour certains types de carbonates).

$F_k$  = fraction massique de la calcination complétée pour un carbonate de type « k ». Une valeur de 1,0 peut être utilisée lorsqu'une calcination de 100 % est présumée.

---

**Tableau 12-1 : Coefficient d'émission de  $CO_2$  pour les carbonates communs**

Nom du minéral – Carbonate	Coefficient d'émission du $CO_2$ (tonnes de $CO_2$ /tonnes carbonate)*
Calcite ou aragonite – $CaCO_3$	0,43971
Magnésite – $MgCO_3$	0,52197
Dolomite – $CaMg(CO_3)_2$	0,47732
Sidérite – $FeCO_3$	0,37987
Ankérite – $Ca(Fe,Mg,Mn)(CO_3)_2$	0,47572
Rhodochrosite – $MnCO_3$	0,38286
Carbonate de sodium ou soude de commerce – $Na_2CO_3$	0,41492
Source : Adapté des 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.	

### 12.A.3 Émissions provenant des eaux usées

Calculer les émissions de  $CH_4$  et de  $N_2O$  provenant des eaux usées, selon la méthode décrite à la section 11.G.

## 12.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

- (1) La masse annuelle de matières premières carbonatées (p. ex. calcaire et dolomite) et de matières produites dans le procédé (pour l'Équation 12-2), ou encore les matières carbonatées entrant et sortant (pour l'Équation 12-3), doit être calculée en additionnant les masses mensuelles de ces matières déterminées pour chaque mois de l'année civile. Pour déterminer les masses mensuelles, on utilise les instruments, procédures ou registres de l'installation utilisés aux fins de comptabilité, y compris la mesure directe de la quantité de matières consommées ou en faisant des calculs à l'aide des données sur le fonctionnement du procédé.
- (2) Pour l'Équation 12-2, obtenir la teneur en carbone des informations fournies par le fournisseur ou en prélevant et en analysant au moins trois échantillons représentatifs du matériel à chaque année en utilisant l'ASTM C25-06 "Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime".
- (3) Pour l'Équation 12-3, plutôt que de présumer une fraction de calcination de 1,0, l'installation peut déterminer, sur une base annuelle, la fraction de calcination pour chaque carbonate consommé en utilisant la méthode la plus appropriée publiée par un organisme de normalisation reconnu, si une telle méthode existe. Si aucune méthode appropriée n'est publiée par un organisme de normalisation reconnu, utiliser les méthodes standards de l'industrie, en prenant soin de noter les méthodes utilisées et dans quels contextes elles sont utilisées.

## 12.C Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur d'assurance-qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., si un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou si un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 12.B pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.



- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure en utilisant l'Équation 12-4 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

**Équation 12-4 : taux d'échantillonnage**

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (C) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.
- (2) Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., masse des matières carbonées consommées), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé (p. ex., charge électrique, production de vapeur, heures de fonctionnement, etc.). Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.
- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

## 13 Méthodes de quantification pour la production de métaux communs

Si une personne assujettie aux exigences énoncées dans la présente section est également assujettie au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, les méthodes décrites dans ce règlement pourront être utilisées, le cas échéant, pour quantifier les renseignements que la personne doit déclarer en vertu de cette annexe.

Dans la présente section, la production de métaux communs vise le plomb, le zinc, le cuivre, le nickel et le cobalt. La production d'aluminium et celles de fer et d'acier ont été traitées aux sections 5 et 6.

Plusieurs procédés de production (fusion, raffinage) des métaux communs génèrent des émissions de CO<sub>2</sub>. Les activités liées à ces procédés comprennent l'utilisation de carbonates comme réactifs de flux (p. ex., calcaire [CaCO<sub>3</sub>] ou dolomite [CaCO<sub>3</sub>·MgCO<sub>3</sub>]) pour aider à éliminer les impuretés du concentré de minerai métallique, l'utilisation de matières carbonées consommées (p. ex., coke métallurgique) comme agent réducteur pour extraire les métaux ou pour le nettoyage du laitier, et la consommation d'électrodes de carbone dans les fours électriques. Le minerai de métal brut peut également être une source d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Il est important de faire la distinction entre les combustibles utilisés pour la combustion et les combustibles utilisés comme agents réducteurs. Seules les émissions provenant des combustibles utilisés comme agents réducteurs devraient être incluses dans les émissions des procédés industriels. La section 2 fournit des conseils sur les combustibles utilisés pour la combustion.

### 13.A Calcul des émissions de CO<sub>2</sub>

Calculer les émissions totales de CO<sub>2</sub> comme il est indiqué aux paragraphes (1) ou (2) de la présente section.

- (1) Déterminer les émissions de procédé de CO<sub>2</sub> en utilisant l'Équation 13-1 lorsqu'il y a exploitation et opération d'un SMECE.

---

#### Équation 13-1 : Métaux communs – SMECE

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

Où :

$E_{CO_2}$  = quantité annuelle totale des émissions de procédé de CO<sub>2</sub> pour la production de métaux communs (en tonnes), établie en soustrayant les émissions de CO<sub>2</sub> associées au brûlage de combustible selon la méthode indiquée à la section 2 de la quantité annuelle totale de CO<sub>2</sub> mesurée à l'aide du SMECE.

$E_{CO_2 \text{ SMECE}}$  = quantité annuelle totale des émissions de CO<sub>2</sub> mesurée par le SMECE, y compris les émissions provenant de la consommation de combustible et des émissions de procédé (en tonnes).

$E_{CO_2 \text{ CC}}$  = émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub> provenant de la consommation de combustible, calculées selon la méthode indiquée à la section 2.

- (2) Si on n'utilise pas de SMECE, calculer les émissions totales de CO<sub>2</sub> à l'aide de l'Équation 13-2. Il s'agit d'une équation générale utilisée pour déterminer les émissions de CO<sub>2</sub> sur la base d'un bilan massique, qui tient compte de la teneur en carbone des intrants et des extrants des procédés. Les émissions de CO<sub>2</sub> de chaque matière et procédé doivent être utilisées pour déterminer les émissions totales de CO<sub>2</sub>. **Certaines matières qui, une fois regroupées, représentent moins de 0,5 % du carbone total dans le procédé peuvent être exclues du calcul.**

---

**Équation 13-2 : Émissions de CO<sub>2</sub> provenant des procédés de production de métaux communs**

$$CO_2 = \left[ \sum_i^n (M_i \times TC_i) - \sum_j^m (P_j \times TC_j) \right] \times 3.664$$

Où :

**CO<sub>2</sub>** = émissions annuelles de CO<sub>2</sub> provenant de la production de métal.

**n** = nombre de matières carbonées entrant le procédé

**m** = nombre de matières sortant du procédé

**M<sub>i</sub>** = quantité annuelle de matière « i » carbonée consommée dans le procédé, y compris les agents réducteurs à base de déchets (tonnes).

**P<sub>j</sub>** = quantité annuelle de matière « j » produite par le procédé (tonnes).

**TC<sub>i</sub>** = valeur moyenne pondérée annuelle de la teneur en carbone de la matière « i » (par exemple, des réducteurs et des carbonates) (kilogrammes de carbone par tonne de matière *i*), mesurée comme il est indiqué à la section 13.B.

**TC<sub>j</sub>** = valeur moyenne pondérée annuelle de la teneur en carbone de la matière « j » (par exemple, des réducteurs et des carbonates) (kilogrammes de carbone par tonne de matière *j*), mesurée comme il est indiqué à la section 13.B.

**3,664** = facteur stœchiométrique de conversion du C en CO<sub>2</sub>.

## **13.B Exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure**

Les activités d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées comme décrit tout au long de cette section. Si l'une des normes prescrites a été retirée, et qu'il n'y a pas de remplacement fourni par l'organisme de normalisation ou aucune alternative présentée dans ces exigences, une norme alternative appropriée peut être utilisée. Dans ce cas, l'exploitant de l'installation doit fournir des documents avec le rapport GES qui a) identifient la norme alternative utilisée et décrivent sa pertinence, et b) comprennent une copie de la norme alternative ou, si la norme est protégée par des droits d'auteur, des renseignements sur la façon d'accéder à une copie (par exemple, un lien vers le site Web).

On doit calculer la masse annuelle de matières carbonées consommées dans le procédé et de matière produites en additionnant les masses mensuelles pour ces matières déterminées pour chaque mois de l'année civile. Pour déterminer les masses mensuelles, on utilise les instruments, procédures ou registres de l'installation utilisés aux

fins de comptabilité, y compris la mesure directe de la quantité de matières consommées ou en faisant des calculs à l'aide des données sur le fonctionnement du procédé.

On doit déterminer la teneur moyenne en carbone de chaque matière consommée comme il est indiqué aux paragraphes (1) ou (2) de la présente section.

(1) Obtenir la teneur en carbone en prélevant et analysant au moins trois échantillons représentatifs des matières utilisées chaque année en utilisant l'une ou l'autre des méthodes suivantes :

- (A) Pour les réactifs de flux de carbonates (p. ex., calcaire et dolomite), utiliser la norme ASTM C25-06, *Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime*.
- (B) Pour les matériaux contenant du métal, utiliser la norme ASTM E1941-04, *Standard Test Method for Determination of Carbon in Refractory and Reactive Metals and Their Alloys*.
- (C) Pour les agents réducteurs carbonés solides et les électrodes au carbone, utiliser la norme ASTM D5373-08, *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*.
- (D) Pour les agents réducteurs liquides, utiliser les méthodes (i) à (iv) ci-dessous, selon le cas :
  - (i) ASTM D2502-04 (réapprouvée en 2002), *Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils from Viscosity Measurements*
  - (ii) ASTM D2503-92 (réapprouvée en 2002), *Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Relative Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure*
  - (iii) ASTM D3238-95 (réapprouvée en 2005), *Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method*
  - (iv) ASTM D5291-02 (réapprouvée en 2007), *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*
- (E) Pour les agents réducteurs gazeux, utiliser l'une des méthodes décrites aux paragraphes (i) ou (ii):
  - (i) ASTM D1945-03, *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*
  - (ii) ASTM D1946-90, *Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography*
- (F) Pour les matières carbonées à base de déchets, utiliser l'une des méthodes décrites aux paragraphes (i) ou (ii):
  - (i) Déterminer la teneur en carbone en faisant fonctionner le four de fusion avec et sans agents réducteurs de déchets tout en maintenant constante la composition des autres matières introduites. Afin d'assurer la représentativité de la variabilité des matières carbonées à base de déchets, le plan d'essai spécifique (p. ex., nombre de cycles d'essai, autres variables de procédé demeurant constantes, calendrier des essais) pour ces essais doit être documenté.
  - (ii) Utiliser une valeur moyenne de la teneur en carbone provenant d'échantillons analysés au moyen d'un instrument Leco pour le pourcentage de carbone. Les composites mensuels de déchets électroniques doivent être divisés au riffle, broyés à au plus 2 mm, fractionnés puis analysés.

(2) Obtenir la teneur en carbone des matières, y compris les électrodes de carbone, auprès du fournisseur.

## 13.C Procédures d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une valeur d'assurance-qualité d'un paramètre requis n'est pas disponible (p. ex., si un SMECE a été défaillant pendant le fonctionnement d'une unité ou si un échantillon de combustible requis n'a pas été prélevé), on utilisera une valeur de substitution pour le paramètre manquant dans le calcul des émissions.

Lorsque les données relatives à l'échantillonnage ne sont pas disponibles, utiliser les méthodes prescrites à la section 13.B pour réanalyser l'échantillon original, un échantillon de réserve ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesure et d'échantillonnage. Si cela n'est pas possible, on devrait remplacer les données manquantes en utilisant l'approche suivante.

- (1) Pour les données échantillonnées ou analysées manquantes (p. ex., teneur en carbone, température, pression), déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure en utilisant l'Équation 13-3 et remplacer les données manquantes comme il est décrit aux paragraphes (A) à (C) ci-dessous :

---

### Équation 13-3 : Taux d'échantillonnage

$$T = \frac{QE_{RÉEL}}{QE_{REQUIS}}$$

Où :

T = taux d'échantillonnage ou de mesure utilisé (%).

QE<sub>RÉEL</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons réels obtenus par l'exploitant de l'installation.

QE<sub>REQUIS</sub> = nombre de mesures ou d'échantillons requis.

- (A) Si  $T \geq 0,9$  : 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  $0,75 \leq T < 0,9$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse pendant la période de déclaration pour laquelle le calcul est effectué.
- (2) Si  $T < 0,75$  : remplacer les données manquantes par les valeurs les plus élevées obtenues par échantillonnage ou analyse au cours des trois années précédentes.

Dans le cas des données manquantes concernant une quantité de matières premières (p. ex., masse des matières carbonées consommées), substituer les données basées sur la meilleure estimation disponible de ce paramètre en utilisant toutes les données disponibles concernant le procédé (p. ex., charge électrique, production de vapeur, heures de fonctionnement, etc.). Documenter les méthodes d'estimation utilisées et les conserver dans des dossiers.

- (3) Pour les paramètres manquants concernant les SMECE, déterminer les données de remplacement à l'aide des procédures de remplissage des données manquantes décrites dans le document *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)* (Environnement Canada, juin 2012, n° de catalogue : En14-46/1-2012F-PDF) ou utiliser la procédure décrite au paragraphe (1) ci-dessus.

# Annexe A : Documentation

## Documentation – Tenue des dossiers

Lorsque la ou les méthodes propres à une installation sont différentes des exigences relatives à la quantification, il faut examiner et évaluer la documentation à l'appui. Cela permet à une installation de tenir compte du caractère unique de sa situation et de ses conditions d'exploitation.

En général, la documentation d'une méthode, d'une approche d'échantillonnage et de mesure particulière pour une source d'émission, pour chaque gaz à effet de serre, devrait inclure, mais sans s'y limiter :

1. Un aperçu des émissions par source et par gaz à effet de serre, selon le cas.
2. Une description du ou des problèmes liés à la méthode d'application des exigences relatives à la quantification (y compris le ou les coefficients d'émission, d'autres paramètres des intrants, les approches d'échantillonnage et de mesure) qui nuisent à la production d'estimations des émissions représentatives pour des sources d'émissions précises par une installation.
3. Une description de la méthode propre à l'installation qui est appliquée.
4. La source des données utilisées pour calculer tout paramètre ou variable sur les intrants propres à une installation qui servent à estimer les émissions et une explication des raisons pour lesquelles ces données fournissent de meilleures estimations sur l'installation.
5. Tout autre renseignement supplémentaire qui vient étayer l'approche adoptée, notamment le ou les protocoles d'échantillonnage et de mesure, le sommaire des résultats de mesure (lorsqu'ils sont disponibles), les calculs des échantillons et le ou les résultats, ainsi que les estimations d'incertitude (lorsqu'elles sont disponibles).

# 14 Équations, figures et tableaux

## 1 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA CAPTURE, LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DU CARBONE .....

Figure 1-1 : Illustration d'une installation de capture, de transport et de stockage de CO <sub>2</sub> et de ses débitmètres .....	4
Équation 1-1 : Capture – Débit massique .....	5
Équation 1-2 : Capture – Débit volumétrique .....	6
Équation 1-3 : Transport – Débit massique .....	7
Équation 1-4 : Transport – Débit volumétrique .....	7
Équation 1-5 : Injection – Débit massique .....	8
Équation 1-6 : Injection – Débit volumétrique .....	9

## 2 MÉTHODES DE QUANTIFICATION DE LA COMBUSTION ET DU TORCHAGE DE COMBUSTIBLES ..... 11

Équation 2-1 : Équation des émissions fondée sur l'énergie .....	14
Équation 2-2 : Équation des émissions fondée sur le volume ou la masse .....	14
Tableau 2-1 : Coefficients d'émissions de CO <sub>2</sub> pour l'éthane, le propane et le butane .....	14
Tableau 2-2 : Coefficients d'émissions de CO <sub>2</sub> pour le diesel, l'essence, l'éthanol et le biodiesel .....	15
Équation 2-3 : Transport sur place par type d'équipement – PCSC .....	15
Équation 2-4 : Transport sur place par type d'équipement – CD .....	15
Équation 2-5 : Transport sur place .....	16
Équation 2-6 : Combustibles solides .....	17
Équation 2-7 : Combustibles liquides .....	18
Équation 2-8 : Tous les combustibles gazeux .....	18
Équation 2-9 : Gaz naturel .....	19
Équation 2-10 : Équation des gaz parfaits .....	19
Équation 2-11 : Biocombustibles .....	20
Tableau 2-3 : Coefficients d'émissions de CO <sub>2</sub> pour la biomasse .....	21
Équation 2-12 : Méthodes de calcul du PCSC du CH <sub>4</sub> et du N <sub>2</sub> O, en unités d'énergie .....	24
Équation 2-13 : Méthodes de calcul du PCSC du CH <sub>4</sub> et du N <sub>2</sub> O, en unités physiques .....	25
Équation 2-14 : Méthodes du SMECE pour le CH <sub>4</sub> et le N <sub>2</sub> O .....	26
Tableau 2-4 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour le gaz naturel .....	26
Tableau 2-5 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour l'éthane, le propane et le butane .....	27
Tableau 2-6 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et N <sub>2</sub> O pour les produits pétroliers raffinés et les biocombustibles .....	28
Tableau 2-7 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour le charbon, le coke et le gaz de cokerie .....	29
Tableau 2-8 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour le coke de pétrole .....	30
Tableau 2-9 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour les gaz de distillation .....	30
Tableau 2-10 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour les combustibles résiduels industriels utilisés par les cimenteries .....	30
Tableau 2-11 : Coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour les biocombustibles .....	31
Équation 2-15 : Transport sur place par type d'équipement, en unités d'énergie .....	31
Équation 2-16 : Transport sur place par type d'équipement, en unités physiques .....	31
Équation 2-17 : Transport sur place .....	32
Équation 2-18 : Méthode des coefficients d'émissions de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O pour la biomasse .....	33
Équation 2-19 : CO <sub>2</sub> attribuable au torchage – TC .....	34
Équation 2-20 : CO <sub>2</sub> dû au torchage – PCSC .....	35
Équation 2-21 : CO <sub>2</sub> dû au torchage – Autre méthode .....	36
Équation 2-22 : CH <sub>4</sub> dû au torchage .....	37
Équation 2-23 : N <sub>2</sub> O dû au torchage .....	38
Équation 2-24 : Torchage – Autre .....	39
Équation 2-25 : Consommation de combustibles .....	41
Tableau 2-12 : Valeurs par défaut de la masse volumique du mazout .....	42
Équation 2-26 : PCSC .....	43

Équation 2-27 : Teneur en carbone annuelle .....	44
Équation 2-28 : taux d'échantillonnage.....	46
Équation 2-29 : taux d'échantillonnage.....	47
<b>3 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE CHAUX.....</b>	<b>48</b>
Équation 3-1 : CO <sub>2</sub> provenant de la production de chaux .....	48
Équation 3-2.....	49
Équation 3-3.....	49
Équation 3-4.....	50
Équation 3-5.....	52
Équation 3-6.....	53
<b>4 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE CIMENT .....</b>	<b>54</b>
Équation 4-1.....	54
Équation 4-2.....	54
Équation 4-3.....	55
Équation 4-4.....	56
Équation 4-5.....	56
Équation 4-6.....	57
Équation 4-7.....	59
Équation 4-8.....	60
<b>5 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'ALUMINIUM .....</b>	<b>61</b>
Équation 5-1.....	61
Équation 5-2.....	62
Équation 5-3.....	63
Équation 5-4.....	63
Équation 5-5.....	64
Équation 5-6.....	64
Équation 5-7.....	65
Équation 5-8.....	66
Équation 5-9.....	66
Équation 5-10.....	67
Équation 5-11.....	67
Équation 5-12.....	68
Équation 5-13.....	70
Équation 5-14.....	70
Tableau 5-1 : Facteurs par défaut des paramètres servant à quantifier les émissions de CO <sub>2</sub> .....	71
Tableau 5-2 : Fractions de masse du C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> par rapport au CF <sub>4</sub> selon la technologie utilisée.....	71
<b>6 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA SIDÉRURGIE.....</b>	<b>72</b>
Équation 6-1 : CO <sub>2</sub> provenant d'un four à induration utilisant des boulettes vertes .....	72
Équation 6-2 : CO <sub>2</sub> provenant d'un four d'induration utilisant un concentré de minerai de fer.....	73
Équation 6-3 : CO <sub>2</sub> provenant d'un convertisseur basique à oxygène .....	73
Équation 6-4 : CO <sub>2</sub> provenant de la batterie de fours à coke .....	75
Équation 6-5 : CO <sub>2</sub> provenant de la production de matières frittées .....	76
Équation 6-6 : CO <sub>2</sub> provenant du four électrique à arc.....	77
Équation 6-7 : CO <sub>2</sub> provenant de cuves de décarburation à l'argon-oxygène .....	78
Équation 6-8 : CO <sub>2</sub> provenant du four de réduction directe.....	79
Équation 6-9 : CO <sub>2</sub> provenant du haut fourneau .....	80
Équation 6-10 : CO <sub>2</sub> provenant du four-poche.....	81
Équation 6-11 : Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de fer et d'acier d'installations dotées de SMECE.....	82
Équation 6-12 : Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la production de poudre de fer et d'acier .....	83
Équation 6-13 : CO <sub>2</sub> provenant de l'atomisation de la fonte fondue.....	83
Équation 6-14 : CO <sub>2</sub> provenant de la décarburation de la poudre de fer .....	84
Équation 6-15 : CO <sub>2</sub> provenant de la mise en nuance de l'acier .....	85
Équation 6-16 : CO <sub>2</sub> provenant du recuit de la poudre d'acier .....	86



Équation 6-17 : CO <sub>2</sub> provenant des installations de production de poudre de fer et d'acier dotées de SMECE .....	87
Équation 6-18 .....	89
Équation 6-19 .....	90
<b>7 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR .....</b>	<b>91</b>
Équation 7-1 : Épuration des gaz acides .....	93
Équation 7-2 : Taux d'échantillonnage .....	94
<b>8 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'AMMONIAC .....</b>	<b>95</b>
Équation 8-1 : Production d'ammoniac – SMECE .....	95
Équation 8-2 : Matières premières gazeuses .....	96
Équation 8-3 : Matières premières liquides .....	97
Équation 8-4 : Matières premières solides .....	97
Équation 8-5 : Émissions totales par unité .....	98
Équation 8-6 : Émissions de l'installation .....	98
Équation 8-7 : Urée .....	99
Équation 8-8 : Taux d'échantillonnage .....	100
<b>9 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE L'ACIDE NITRIQUE .....</b>	<b>102</b>
Équation 9-1 : Calcul du N <sub>2</sub> O selon le SMECE .....	103
Équation 9-2 : Émissions d'acide nitrique .....	104
Équation 9-3 : Rendement de destruction .....	104
Équation 9-4 : Coefficient d'émission propre au site .....	105
Équation 9-5 : Facteur de réduction .....	105
Équation 9-6 : Émissions par les circuits d'acide nitrique .....	106
Équation 9-7 : Coefficient d'émission propre au site .....	107
Équation 9-8 : Taux d'échantillonnage .....	109
<b>10 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE .....</b>	<b>110</b>
Équation 10-1 : Production d'ammoniac – SMECE .....	111
Équation 10-2 : Méthode des matières premières .....	111
Équation 10-3 : Taux d'échantillonnage .....	113
<b>11 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LE RAFFINAGE DE PÉTROLE .....</b>	<b>114</b>
Équation 11-1 : Émissions produites par la régénération en continu .....	115
Équation 11-2 : Consommation horaire du coke .....	115
Équation 11-3 : Débit volumétrique .....	116
Équation 11-4 : Autre méthode de calcul des émissions provenant de la régénération des catalyseurs .....	117
Tableau 11-1 : Bilan matière du taux de combustion du coke et facteurs de conversion, conditions sèches de référence .....	118
Équation 11-5 : Émissions résultant de la régénération en continu (autre) .....	118
Équation 11-6 : Émissions résultant de la régénération périodique .....	118
Équation 11-7 : Émissions résultant de la régénération des catalyseurs – CH <sub>4</sub> .....	119
Équation 11-8 : Émissions résultant de la régénération des catalyseurs – N <sub>2</sub> O .....	119
Équation 11-9 : Émissions résultant de l'évacuation des procédés .....	120
Équation 11-10 : Émissions provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte .....	121
Équation 11-11 : Émissions provenant du soufflage non contrôlé de l'asphalte – CH <sub>4</sub> .....	121
Équation 11-12 : Émissions provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte – CO <sub>2</sub> .....	122
Équation 11-13 : Émissions provenant du soufflage contrôlé de l'asphalte – CH <sub>4</sub> .....	122
Équation 11-14 : Émissions provenant de la récupération du soufre .....	123
Équation 11-15 : Émissions des réservoirs de stockage .....	124
Équation 11-16 : Réservoirs de stockage – pétrole brut non stabilisé .....	125
Équation 11-17 : Émissions de CH <sub>4</sub> des eaux usées industrielles - DCO .....	126
Équation 11-18 : Émissions de CH <sub>4</sub> des eaux usées industrielles - DBO .....	126
Tableau 11-2 : Valeurs FCM par défaut pour les eaux usées industrielles .....	127
Équation 11-19 : Émissions de N <sub>2</sub> O des eaux usées industrielles .....	128

Tableau 11-3 : Coefficients d'émission de N <sub>2</sub> O par défaut (fondés sur la Révision de 2019 des Lignes directrices du GIEC) .....	128
Équation 11-20 : Émissions des séparateurs huile-eau .....	129
Tableau 11-4 : Coefficients d'émission pour les séparateurs huile-eau .....	129
Équation 11-21 : Fuites de CH <sub>4</sub> de l'équipement .....	130
Équation 11-22 : Émissions de CO <sub>2</sub> provenant de la calcination du coke.....	131
Équation 11-23 : Émissions de CH <sub>4</sub> provenant de la calcination du coke.....	131
Équation 11-24 : Émissions de N <sub>2</sub> O provenant de la calcination du coke.....	132
Équation 11-25 : Émissions provenant des unités de cokéfaction retardée.....	134
Équation 11-26 : Taux d'échantillonnage .....	138
<b>12 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE PÂTES ET PAPIERS .....</b>	<b>139</b>
Équation 12-1 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – SMECE .....	140
Équation 12-2 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – teneur en carbone.....	140
Équation 12-3 : Utilisation de produits chimiques d'appoint – coefficient d'émission.....	141
Tableau 12-1 : Coefficient d'émission de CO <sub>2</sub> pour les carbonates communs .....	141
Équation 12-4 : taux d'échantillonnage.....	143
<b>13 MÉTHODES DE QUANTIFICATION POUR LA PRODUCTION DE MÉTAUX COMMUNS .....</b>	<b>144</b>
Équation 13-1 : Métaux communs – SMECE .....	144
Équation 13-2 : Émissions de CO <sub>2</sub> provenant des procédés de production de métaux communs .....	145
Équation 13-3 : Taux d'échantillonnage.....	147
<b>ANNEXE A : DOCUMENTATION .....</b>	<b>148</b>
<b>14 ÉQUATIONS, FIGURES ET TABLEAUX .....</b>	<b>149</b>
<b>15 RÉFÉRENCES .....</b>	<b>153</b>

## 15 Références

### 15.A Généralités

- [AEP] Alberta Environment and Parks. 2021. Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies. Disponible à l'adresse : <https://open.alberta.ca/publications/alberta-greenhouse-gas-quantification-methodologies>.
- [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](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](http://www.sinenomine.ca/Download/BioMer_ang.pdf).
- [CAPP] Canadian Association of Petroleum Producers. 1999. *CH<sub>4</sub> 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>.
- Commission européenne. *Guidance Document. The Monitoring and Reporting Regulation – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)*. MRR Guidance Document No. 7. Novembre 2017. Disponible à : [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/gd7\\_cems\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/monitoring/docs/gd7_cems_en.pdf).
- [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/fra/9.502402/publication.html>.
- [ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2017b. *Updated CO<sub>2</sub> 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).
- [ECCC] Environnement et Changement climatique Canada. 2021. *DRAFT Carbon Dioxide Emission Factors for Coal Combustion in Canada*. Rapport non publié. Division des inventaires et rapports sur les polluants, Environnement et Changement climatique Canada. Gatineau (QC).

- [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](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>
- [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>.
- Griffin, B. 2020. Personal communication (email from Griffin B to Tracey K, Senior Program Engineer, PIRD dated Sept 25, 2020). Canadian Emissions and Energy Data Centre.
- Haynes WM. 2016. *CRC Handbook of Chemistry and Physics*, 97<sup>e</sup> 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](http://www.world-aluminium.org/media/filer_public/2013/01/15/fl0000127.pdf).
- McCann, T.J. 2000. *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors: CO<sub>2</sub> 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].
- [NCASI] National Council for Air and Stream Improvement. 2012. Methane (CH<sub>4</sub>) and Nitrous Oxide (N<sub>2</sub>O) Emissions from Biomass-Fired Boilers and Recovery Furnaces. Technical Bulletin No. 998. Research Triangle Park, N.C.: National Council for Air and Stream Improvement, Inc.
- [NLA] National Lime Association. 2008. *CO<sub>2</sub> Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry English Units Version*.
- Oak Leaf Environmental. 2017. *Memorandum, Recommended Non-Road CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O 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 CH<sub>4</sub> & N<sub>2</sub>O 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 n° 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<sub>4</sub>) and Hexafluoroethane (C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>) Emissions from Primary Aluminum Production*. Disponible à : [http://www.world-aluminium.org/media/filer\\_public/2013/01/15/fl0000234.pdf](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>.

## 15.B Normes d'analyses et d'essais 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 Asphalt Binder (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 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 D7582: *Standard Test Methods for Proximate Analysis of Coal and Coke by Macro Thermogravimetric Analysis*

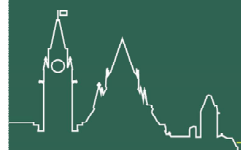
ASTM E415: *Standard Test Method for Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel by Spark Atomic Emission Spectrometry.*

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).*



Respect • Intégrité • Excellence • Leadership

Au service du  
**GOUVERNEMENT,**  
au service des  
**CANADIENS.**

# Ligne directrice – Méthode d'analyse des options liées à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cadre des projets





---

La [Stratégie fédérale de développement durable](#) (SFDD) 2016-2019 et la [Stratégie pour un gouvernement vert : Une directive du gouvernement du Canada](#) (SGV) soulignent le fait que la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est une priorité du gouvernement du Canada. Par conséquent, Services publics et Approvisionnement Canada (SPAC) doit tenir compte de la réduction des émissions de GES lors de l'évaluation des options de conception des projets. Cette ligne directrice décrit une méthode d'analyse des options dans le cadre des projets en fonction de la possibilité qu'elles offrent de réduire les émissions de GES. La méthode a été conçue afin d'intégrer la réduction des émissions de GES et l'incidence financière connexe aux décisions relatives aux investissements immobiliers.

Les chefs de projet doivent consulter la Direction de l'écologisation du gouvernement (DEG) au sein du Secteur de service des Services techniques (SSST) des Services immobiliers (SI) dès le début de l'élaboration du Rapport d'analyse des investissements (RAI) pour chaque projet. La Direction de l'écologisation du gouvernement du SSST des SI (SI SSST DEG) déterminera si l'analyse des options liées à la réduction des GES doit être entreprise dans le cadre de la rédaction du RAI. Sinon, les SI SSST DEG pourraient déterminer qu'il est plus approprié d'effectuer l'analyse des options liées à la réduction des GES dans le cadre de la conception, après réception du pouvoir de dépenser (PD) pour la planification et la conception. Quoi qu'il en soit, les services des SI SSST DEG seront engagés par le chef de projet pour s'assurer que les considérations relatives aux changements climatiques sont prises en compte dans le RAI. En mars 2017, le Comité des opérations des Biens immobiliers a approuvé l'application complète de l'analyse des options liées à la réduction des GES. Les RAI qui sont présentés au Conseil d'investissement des biens immobiliers ou au Conseil régional de gestion des investissements aux fins d'approbation de projet doivent se conformer à la ligne directrice.

Dans le cadre de la SFDD, le gouvernement du Canada a pris l'engagement de réduire les émissions de GES de 40 % d'ici 2030 par rapport au niveau de référence de 2005-2006. La SGV prévoit une réduction de 90 % des émissions de GES d'ici 2050, par rapport au niveau de référence de 2005-2006. De plus, les Services immobiliers se sont engagés à prendre des mesures visant l'atteinte d'un [bilan de carbone neutre pour le portefeuille](#) d'ici 2050, avec une cible ambitieuse de 2030. Tous les autres engagements et cibles en matière de durabilité demeurent inchangés pour le moment. Advenant que des changements soient apportés aux autres engagements en matière de durabilité, la présente méthode d'analyse et les options connexes pourraient nécessiter des rajustements.

## Portée

Cette ligne directrice doit être utilisée pour les projets visant des immeubles appartenant à l'État. Elle ne s'applique pas actuellement aux immeubles loués ni aux immeubles faisant l'objet d'une cession-bail puisque SPAC n'assure pas leur contrôle opérationnel. La ligne directrice s'applique à la construction d'immeubles à des fins de location et de location-vente puisque ces installations sont construites précisément pour le gouvernement du Canada et que SPAC assure le contrôle de leur conception.

## Modélisation et simulation énergétique

Cette méthode se sert de la modélisation et la simulation énergétique des bâtiments pour estimer la consommation d'énergie annuelle et les émissions de GES pour chaque option de conception. Le fait d'utiliser la modélisation et la simulation énergétique des bâtiments permet de quantifier les économies d'énergie, les économies de coûts d'énergie et les réductions d'émissions de GES associés aux mesures de conservation de l'énergie dont on tient compte pour chaque option de conception. Cette section fournit un aperçu de la modélisation et la simulation énergétiques des bâtiments.



---

Un immeuble peut être considéré comme un tout composé d'éléments en interaction. Ces éléments comprennent notamment l'enveloppe du bâtiment, les systèmes mécaniques, l'éclairage, les occupants, les charges de branchement et d'autres équipements ainsi que l'environnement externe, y compris le site et les conditions météorologiques.

La modélisation et la simulation énergétiques consistent en une représentation virtuelle du bâtiment, plus précisément des éléments qui le composent. Ce procédé tient compte de l'énergie, de la circulation de l'air, de l'humidité en entrée et en sortie dans l'immeuble et de ses éléments afin de prévoir de façon globale les besoins énergétiques annuels de celui-ci. La modélisation et la simulation énergétiques sont couramment réalisées pour vérifier la conformité d'un bâtiment à un code de l'énergie et pour estimer la consommation annuelle d'énergie du bâtiment, ses coûts énergétiques annuels et ses émissions annuelles de GES.

Un grand projet est défini comme un projet de nature pluridisciplinaire, c'est-à-dire que le projet a une incidence sur plus d'un élément du bâtiment. Les bâtiments nouvellement construits, les acquisitions et les rénovations importantes sont des projets de grande envergure et exigent donc que la modélisation et la simulation énergétiques des bâtiments soient effectuées pour évaluer le rendement énergétique et en matière de GES des options de conception. La modélisation et la simulation énergétiques représentent le seul outil approuvé permettant de prendre en compte l'interaction entre les différents éléments de l'immeuble et d'analyser diverses mesures de conservation de l'énergie simultanément. La modélisation et la simulation énergétiques appuient un processus intégré de conception parmi les professionnels du bâtiment : les architectes (conception de l'enveloppe du bâtiment), les ingénieurs en mécanique et les ingénieurs électriques (conception du système de chauffage, de ventilation et de conditionnement d'air [CVCA] et système d'éclairage) et les autres membres de l'équipe de conception et de l'équipe de projet.

Les projets simples se définissent comme des projets de nature unidisciplinaire qui touchent un seul élément du bâtiment de manière isolée. Puisque les projets simples ne sont pas complexes, ils ne nécessitent pas nécessairement une modélisation et une simulation énergétiques. Par exemple, un projet simple unidisciplinaire pourrait être un projet visant le remplacement d'une pompe, d'un petit refroidisseur, d'une petite chaudière ou de fenêtres.

## Coefficients d'émission

SPAC rend compte annuellement des émissions de GES de ses opérations immobilières, conformément à la Stratégie pour un gouvernement vert et à la Stratégie fédérale de développement durable. SPAC suit les [conseils fédéraux relatifs au processus de comptabilisation et de déclaration des GES](#) pour comptabiliser et déclarer les émissions de GES. L'annexe A des *Directives fédérales en matière de comptabilisation et de déclaration des GES* fournit des facteurs d'émission pour le carburant, la biomasse, l'électricité, le chauffage et le refroidissement urbains. Ces facteurs d'émission doivent être utilisés pour calculer les émissions de GES des options de projet.

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a fourni aux SI SSST DEG les facteurs d'émission futurs prévus pour l'électricité en fonction des activités et des politiques prévues par les provinces et territoires. Les équipes de projets devraient utiliser le facteur d'émission d'électricité prévu pour l'année d'occupation estimée du projet achevé. En revanche, une valeur moyenne peut être calculée, selon une période de cycle de vie de 40 ans, à compter de l'année d'occupation estimée du projet achevé. La dernière projection disponible (la valeur prévue pour 2040) peut être utilisée pour représenter les années au-delà de 2040. Enfin, si les équipes de projets le jugent nécessaire, elles peuvent appliquer le facteur d'émission d'électricité annuel prévu tout au long du cycle de vie, en utilisant la valeur prévue pour l'année 2040 afin de représenter les années au-delà de 2040. L'équipe de projets décide de l'approche à utiliser en fonction de celle qui offre une

---

comptabilisation exacte des GES. Se reporter à la question 7 de la section des questions et réponses pour de plus amples renseignements.

Les facteurs d'émission d'électricité prévus d'ECCC et les facteurs d'émission pour les sources de combustion prévus à l'annexe A des *conseils fédéraux relatifs au processus de comptabilisation et de déclaration des GES* sont fournis à ce [lien](#).

Veuillez consulter les SI SSST DEG pour obtenir les facteurs d'émission pour le système énergétique de quartier modernisé dans la région de la capitale nationale. De plus, veuillez indiquer aux SI SSST DEG toute option de projets qui inclut la combustion de biomasse. Le gouvernement fédéral n'a pas encore terminé d'établir la manière de comptabiliser correctement les émissions biogènes provenant de la combustion de la biomasse.

### **Approche à l'égard des projets non complexes de nature unidisciplinaire (touchent un seul élément du bâtiment de manière isolée)**

Cette approche s'appliquera aux projets unidisciplinaires qui ont une incidence sur les émissions de GES (par exemple, le remplacement d'un élément du système de CVCA [chaudière, refroidisseur, etc.]). Dans ce cas, l'expert-conseil évaluera les économies d'énergie, la réduction connexe des émissions de GES et la valeur actualisée nette (VAN) sur 40 ans pour chaque option analysée, par rapport à l'option de base (du statu quo). Parmi les options qui permettent d'obtenir un rendement du capital investi à l'intérieur d'une période de 40 ans, c'est-à-dire une VAN positive sur une période de 40 ans, l'option qui engendrera la plus importante réduction des émissions de GES par rapport à l'option de base sera choisie. Les options pour lesquelles la VAN est légèrement négative, mais qui permettent de réduire de façon importante les émissions de GES, ne devraient pas être rejetées automatiquement. Un gestionnaire de l'énergie doit être consulté afin d'examiner toutes les options analysées et de déterminer celle qui est la plus avantageuse sur le plan des finances et de la réduction des émissions de GES. Par exemple, une option dont le rendement du capital investi est pratiquement neutre (sans atteindre une VAN positive pendant toute la période de 40 ans), mais qui engendre une importante réduction des émissions de GES, pourrait tout de même être recommandée. La recommandation sera faite selon l'importance qu'accorde SPAC à ce bien dans la réalisation de son objectif d'atteindre un bilan carbone neutre pour le portefeuille.

La directive sur la SGV indique qu'une analyse des coûts du cycle de vie reposera sur une période de 40 ans et un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne. La tarification fictive du carbone est une méthode d'analyse décisionnelle qui ajoute une surcharge pour le dioxyde de carbone qui serait libéré. Même si un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est inclus dans l'analyse décisionnelle des options, il ne s'agit pas d'un coût qui sera engagé par le projet.

Les projets pour lesquels le coût en capital de l'option recommandée est de 20 % supérieur au coût en capital de l'option de base (c.-à-d. l'option qui aurait normalement été recommandée avant la mise en œuvre de la présente méthode), devront être signalés afin qu'ils soient examinés par les SI SSST DEG. Ceci aidera à déterminer l'incidence de la méthode sur les investissements en capital nécessaires pour les projets unidisciplinaires. Cette exigence pourrait être ultérieurement modifiée ou supprimée une fois qu'on aura recueilli suffisamment de données permettant de mieux comprendre l'incidence financière de ces options écologiques sur le financement.

Le passage de l'électricité à un carburant de combustion n'est pas autorisé au niveau du projet en raison de l'engagement de SPAC d'acheter 100 % de sa consommation d'électricité à des sources d'énergie propres d'ici 2025.

---

## Approche pour les projets multidisciplinaires ou de nouveaux immeubles, des acquisitions et des rénovations importantes

La SGV exige des ministères qu'ils s'assurent que, pour tous les nouveaux bâtiments et toutes les rénovations importantes, la priorité soit donnée aux investissements visant la réduction des émissions de carbone et que les décisions en matière d'investissement reposent sur le coût total de la propriété. L'application de cette ligne directrice garantit que SPAC se conforme à l'exigence de la SGV.

La SGV stipule également que tous les nouveaux bâtiments fédéraux devraient être construits de manière à être carboneutres à moins qu'une analyse coûts-avantages indique qu'une construction prête à la carboneutralité serait plus adaptée. L'application de cette ligne directrice permet l'intégration d'une conception carboneutre ou d'une conception prête à la carboneutralité dans l'analyse de rentabilisation. Un bâtiment carboneutre est un bâtiment qui pourrait être exploité de manière à être carboneutre à l'avenir (par exemple, aucune combustion de combustibles fossiles sur place).

La SGV stipule que toutes les rénovations importantes doivent faire l'objet d'une analyse du coût du cycle de vie de la réduction des GES afin de calculer les économies optimales d'émissions de GES.

L'approche du coût du cycle de vie doit reposer sur une période de 40 ans et un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne. La tarification fictive du carbone est une méthode d'analyse décisionnelle qui ajoute une surcharge pour le dioxyde de carbone qui serait libéré au prix courant pour les projets qui visent d'importantes émissions de carbone. Même si un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est inclus dans l'analyse décisionnelle des options, il ne s'agit pas d'un coût qui sera engagé par le projet.

La mise en œuvre de cette approche est obligatoire pour tous les projets multidisciplinaires. Elle doit être appliquée à l'option d'approvisionnement recommandée ainsi qu'à toute autre option pour laquelle la différence de coût du cycle de vie est inférieure à 10 %. Le chef de projet doit contacter les SI SSST DEG au début de l'élaboration du RAI pour obtenir des conseils sur la façon et le moment d'appliquer la méthode. Les SI SSST DEG indiqueront si la méthode doit être appliquée dans le RAI et si les résultats doivent être intégrés dans le calcul des coûts du projet avant que l'approbation de projet (AP) ou le PD ne soit accordé. Sinon, les SI SSST DEG peuvent conseiller d'intégrer la méthode dans la planification et la conception après l'octroi de l'AP ou du PD. Une allocation de coût, soutenue et approuvée par les SI SSST DEG, sera appliquée pour les projets qui n'intègrent pas la méthode dans le RAI. Le RAI doit préciser clairement quels coûts ont été inclus dans l'AP pour tenir compte de la réduction des émissions de GES et que l'AP modifiée, si nécessaire, sera demandée avec le PD pour permettre la mise en œuvre.

Chaque RAI traitera des quatre options de conception suivantes :

### Option 1 : Conception conforme aux engagements minimaux du Ministère (option de base)

Pour cette option, la conception de l'immeuble devra satisfaire aux engagements minimaux les plus récents du Ministère en matière de conception.

Chaque équipe de projet devrait consulter le [Cadre de durabilité des biens immobiliers de TPSGC](#) et la [Référence technique de conception des immeubles de bureaux](#) et les transmettre à l'équipe de conception. Le tableau 1 fait état des principaux engagements en matière de durabilité et de rendement énergétiques présentés dans le [Cadre de durabilité des biens immobiliers de TPSGC](#).

Tableau 1 : Conception et exécution des programmes

Type de projets d'immeubles	Seuil <sup>1</sup> (\$ ou m <sup>2</sup> )	Outil d'évaluation et cible	Cible d'efficacité énergétique	Évaluation du cycle de vie
<b>1. Nouveaux immeubles de bureaux</b>	Tous les projets	Cote Or de la norme LEED ou cote 4 Globes du programme Green Globes	Efficacité énergétique surpassant de 28 % les normes de rendement du Code national de l'énergie pour les bâtiments, ou 35 % plus efficace en énergie que l'immeuble remplacé.	EIE/EC d'Athena (projets de plus de 5 M\$, restrictions quant à l'emplacement)
<b>2. Autres types d'immeubles nouvellement construits<sup>2</sup></b>	Tous les projets	Cote argent de la certification LEED ou cote 3 de la certification Green Globes	Efficacité énergétique surpassant de 24 % les normes de rendement du Code national de l'énergie pour les bâtiments, ou 35 % plus efficace en énergie que l'immeuble remplacé.	EIE/EC d'Athena (projets de plus de 5 M\$, restrictions quant à l'emplacement)
<b>3. Immeubles de bureaux visés par un bail à long terme (y compris les immeubles construits à des fins de location, les immeubles obtenus par bail-achat et les immeubles visés par une cession-bail)</b>	Tous les projets de 500 m <sup>2</sup> et plus	Cote Or de la norme LEED ou cote 4 Globes du programme Green Globes	Efficacité énergétique surpassant de 24 % les normes de rendement du Code national de l'énergie pour les bâtiments, ou 35 % plus efficace en énergie que l'immeuble remplacé.	Non
<b>4. Acquisition d'immeubles</b>	Tous les projets	Cote argent de la certification LEED ou cote 3 de la certification Green Globes	Efficacité énergétique surpassant de 24 % les normes de rendement du Code national de l'énergie pour les bâtiments.	Non
<b>5. Immeubles faisant l'objet de rénovations importantes<sup>3</sup></b>	Tous les projets	Cote argent de la certification LEED ou cote 3 de la certification Green Globes	Efficacité énergétique surpassant de 24 % les normes de rendement du Code national de l'énergie pour les bâtiments.	EIE/EC d'Athena (projets de plus de 5 M\$, restrictions quant à l'emplacement)
<b>6. Aménagement et réaménagement de locaux</b>	Projets de 1 000 m <sup>2</sup> et plus (immeubles de bureaux)	Cote argent de la certification LEED ou cote 3 de la certification Green Globes		Non

Le [Code national de l'énergie pour les bâtiments \(CNEB\)](#) mentionné dans le tableau 1 se réfère à la dernière édition du CNEB. Les objectifs d'efficacité énergétique du tableau 1 ont été établis pour les immeubles de bureaux. L'objectif d'efficacité énergétique qui satisfait à l'exigence minimale du Ministère peut devoir être ajusté pour les projets dont les charges de traitement sont atypiques par rapport aux immeubles de bureaux (par exemple, les immeubles qui abritent des centres de données ou des laboratoires). Les projets qui comprennent des charges de traitement doivent être signalés et examinés par les SI SSST DEG. Une rénovation majeure est définie comme un projet dont la valeur de construction est supérieure à 50 % de la valeur imposable du bâtiment; la valeur imposable est basée sur les paiements versés en remplacement d'impôts.

L'achat d'énergie propre au moyen de certificats d'énergie renouvelable (CER) ou des compensations carbone ne doit pas être considéré comme une mesure visant à réduire les émissions de GES.

<sup>1</sup> Cela n'inclut que les immeubles dont TPSGC est le gardien ou les baux dont TPSGC est le titulaire.

<sup>2</sup> Cela n'inclut pas les immeubles à vocation particulière pour lesquels il n'existe aucun outil d'évaluation écologique.

<sup>3</sup> Les édifices du patrimoine faisant l'objet de rénovations importantes sont assujettis aux dispositions du guide du patrimoine durable.

---

Un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est appliqué pour calculer le coût du cycle de vie de l'option 1 sur 40 ans.

## **Option 2 : Conception axée sur la réduction des émissions de GES sans coûts supplémentaires (40 ans)**

L'option 2 permettra de respecter tous les engagements du Ministère qui figurent à l'option 1.

De plus, l'expert-conseil évaluera les mesures permettant d'améliorer le rendement énergétique et de réduire les GES émis par l'immeuble, si la conception de l'immeuble correspond à l'option 1. Ces mesures seront regroupées et feront l'objet d'une modélisation (simulation) énergétique jusqu'à l'identification de la meilleure option. La meilleure option se traduit par un ensemble de mesures qui permet de réduire le plus possible les émissions de GES et démontre une VAN positive quant aux coûts supplémentaires (par rapport à l'option 1); les coûts supplémentaires seront calculés pour les années du cycle de vie du projet en question (40 ans pour répondre aux exigences de la SGV). La priorité devrait être accordée à la conservation de l'énergie avant d'envisager le recours à des solutions de rechange axées sur le remplacement de combustible pour la réduction des émissions de GES. Par exemple, le fait de remplacer le gaz naturel par l'électricité comme source de combustible pour la composante d'un immeuble dans une province d'énergie électrique propre permettra de réduire les émissions de GES produites par l'immeuble, mais n'améliorera pas forcément le rendement énergétique de l'immeuble. La priorité devrait être de réduire la consommation d'énergie de la composante de l'immeuble, quel que soit le combustible utilisé. Une fois le rendement énergétique de l'immeuble optimisé, le remplacement de combustible et la production d'énergie renouvelable sur place devraient être évalués. L'achat d'énergie propre au moyen de CER ou de compensations carbone ne doit pas être considéré comme une mesure de réduction des émissions de GES.

Le passage de l'électricité à un carburant de combustion n'est pas autorisé au niveau du projet en raison de l'engagement de SPAC d'acheter 100 % de l'électricité qu'il consomme à des sources d'énergie propres d'ici 2025.

Un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est appliqué pour calculer le coût du cycle de vie de l'option 2 sur 40 ans.

Grâce à l'option 2, une VAN supplémentaire positive sera atteinte, ou presque atteinte, au cours du cycle de vie du projet. C'est pourquoi on devrait toujours recommander de choisir l'option 2 plutôt que l'option 1, si le financement le permet. L'option 2 constitue pour l'État la meilleure option pour réduire de façon importante les émissions de GES sans frais supplémentaires pendant la période d'investissement.

## **Option 3 : Conception visant à réduire au maximum les émissions de gaz à effet de serre**

L'option 3 permettra de respecter tous les engagements du Ministère à l'égard de la durabilité et des normes de rendement environnemental qui figurent à l'option 1.

De plus, l'expert-conseil évaluera les mesures requises pour que le projet permette de réduire l'empreinte carbone et d'obtenir dans la mesure du possible un bilan carboneutre ou carbonégaif, comparativement à l'option 1. L'achat d'énergie propre au moyen de CER ou des compensations carbone ne doit pas être envisagé. L'expert-conseil devrait se concentrer sur la réduction des émissions de GES de l'immeuble par l'amélioration du rendement énergétique d'abord, puis par la sélection de sources de combustible sans émissions. La production d'énergie renouvelable sur place devrait être évaluée et présentée.

Le passage de l'électricité à un carburant de combustion n'est pas autorisé au niveau du projet en raison de l'engagement de SPAC d'acheter 100 % de l'électricité qu'il consomme à des sources d'énergie propres d'ici 2025.



---

Un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est appliqué pour calculer le coût du cycle de vie de l'option 3 sur 40 ans.

Cette option fournira à SPAC deux éléments d'information clés : 1) quel est le potentiel de réduction maximale des émissions de GES dans le cadre du projet et 2) quels sont les coûts associés à cette option, à savoir une conception axée sur la réduction maximale des émissions de GES. L'expression « réduction maximale des émissions de GES » est utilisée au lieu de « carbone net zéro » pour cette option de conception, car, dans certains cas, les projets pourront produire sur place une énergie renouvelable supérieure à la demande de l'immeuble. Dans ce cas, l'électricité peut être exportée vers le réseau électrique en tant qu'avantage net.

#### **Option 4 : Conception hybride optimisée axée sur les réductions des émissions de GES**

L'expert-conseil, en collaboration avec l'équipe de projet de SPAC (le champion, le directeur, le chef, le gestionnaire et les spécialistes du Centre d'expertise régional), sera appelé à faire une évaluation en vue de recommander une option optimisée, sur la base des renseignements recueillis et calculés dans les trois options définies ci-dessus. Cette option de conception hybride optimisée tient compte à la fois des émissions de GES et des coûts de construction et de fonctionnement de l'édifice. L'option de conception hybride optimisée sera probablement une combinaison nouvellement regroupée de mesures individuelles qui ont été étudiées pour les options 2 et 3. Les mesures individuelles en tant que telles peuvent être évaluées en fonction des coûts, de l'évitement des coûts, des économies d'énergie et de la réduction des émissions de GES. Les différentes combinaisons de mesures d'économie d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre devront faire l'objet d'une modélisation et d'une simulation afin de déterminer la combinaison de mesures procurant une valeur maximale à l'État. Autrement dit, l'État demande au groupe de professionnels de recourir à leur expertise pour établir une option responsable sur le plan des finances qui optimise les réductions d'émissions de GES par rapport aux coûts supplémentaires du cycle de vie (par rapport à l'option 1). Dans la plupart des cas, cette conception hybride optimisée devrait intégrer toutes les mesures sélectionnées pour l'option 2 et les mesures de conservation individuelles identifiées dans l'option 3 qui sont rentables ou qui permettent des réductions importantes des émissions de GES. L'achat d'énergie propre au moyen de CER ou des compensations carbone ne doit pas être considéré comme une mesure de réduction des émissions de GES. Un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est appliqué pour calculer le coût du cycle de vie de l'option 4 sur 40 ans.

#### **Observations finales**

Les exigences du projet, les caractéristiques des biens en question et leur disposition géographique dicteront le contenu de chaque option en vue de procurer une valeur maximale à l'État. Les options de projet étudiées dans cette méthode fournissent à SPAC des renseignements sur le coût et le potentiel de réduction des émissions de GES de chaque option de conception. Ainsi, SPAC peut prendre une décision éclairée sur l'option de projet à recommander, c'est-à-dire l'option qui offre la meilleure valeur, sur les plans financier et environnemental, à l'État.

#### **Foire aux questions**

Question 1 : Quels sont les taux d'indexation et d'actualisation à utiliser dans le calcul de la valeur actuelle nette?

Réponse 1 : La Direction générale des finances et de l'administration (DGFA) de SPAC publie des taux d'intérêt et des facteurs d'amortissement actualisés dans le site [intranet](#) de SPAC. Les taux d'inflation et les taux d'indexation à long terme des coûts de fonctionnement et d'entretien sont fournis. Veuillez prendre note que le taux d'actualisation est égal au coût d'emprunt pour le gouvernement du Canada et est fonction de

---

l'espérance de vie de l'investissement. Le taux d'escompte est égal au taux d'intérêt effectif annuel à l'année 25. À l'avenir, la DGFA fournira un taux d'escompte à long terme pour correspondre à la période de cycle de vie de 40 ans utilisée pour cette analyse.

Question 2 : Une redevance carbone doit-elle être incluse dans l'analyse des coûts du cycle de vie?

Réponse 2 : Oui. La Stratégie pour un gouvernement vert exige que les évaluations du cycle de vie et du coût total des évaluations de propriété intègrent une tarification fictive du carbone. La tarification fictive du carbone est une méthode d'investissement ou d'analyse décisionnelle qui ajoute une surcharge, pour le dioxyde de carbone qui serait libéré, au prix courant pour les projets qui entraînent d'importantes émissions de carbone. Un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est appliqué dans l'analyse du coût cycle de vie. Le coût annuel du carbone est actualisé aux dollars courants dans le calcul de la valeur actualisée nette ou le coût total du cycle de vie, mais le coût annuel du carbone n'est pas actualisé en fonction de l'inflation durant la période du cycle de vie de 40 ans. Même si un coût fictif du carbone de 300 \$ la tonne est inclus dans l'analyse décisionnelle des options, il ne s'agit pas d'un coût qui sera engagé par le projet.

Question 3 : La valeur résiduelle des éléments du bâtiment devrait-elle être prise en compte dans le calcul de la VAN?

Réponse 3 : Oui. Le calcul de la VAN est effectué sur un cycle de vie de 40 ans et la valeur résiduelle des composants et équipements du bâtiment à l'année 40 devrait être pris en compte. Cela s'applique à l'approche pour les projets unidisciplinaires et multidisciplinaires.

Question 4 : Existe-t-il un ordre particulier pour l'examen des options pour les projets multidisciplinaires?

Réponse 4 : Il n'y a aucun ordre particulier. Cependant, en général, l'option 1 (conception qui répond aux normes minimales du Ministère) et l'option 3 (réduction maximale des émissions de GES) seront élaborées en premier, car elles décrivent respectivement le potentiel de base et le potentiel maximal du projet. Il est prévu que plusieurs versions de mesures de regroupement (ce qui implique des simulations et des analyses de coûts pour chaque version) seront nécessaires pour déterminer l'option 2 (coût neutre sur 25 ans). Enfin, il est prévu que les mesures individuelles étudiées dans les options 2 et 3 soient combinées pour aboutir à l'option 4 (conception hybride optimisée); cela nécessitera plusieurs versions de mesures de regroupement.

Question 5 : Devrait-on envisager de passer de l'électricité aux combustibles fossiles?

Réponse 5 : Dans certaines provinces et certains territoires, le facteur d'émission pour l'électricité est supérieur à celui d'un combustible fossile (par exemple, le gaz naturel). C'est le cas si le combustible fossile est plus propre que la source d'énergie qui est utilisée pour produire de l'électricité dans la province ou le territoire. Dans ces cas, le passage de l'électricité aux combustibles fossiles permettrait de réduire les émissions de GES. Toutefois, le passage de l'électricité à la combustion fossile est découragé, car on prévoit que chaque réseau électrique au Canada sera plus propre d'ici 2040. De plus, le gouvernement du Canada s'est engagé à acheter 100 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres, et ce, dès 2025. Par conséquent, le passage de l'électricité à la combustion fossile est découragé.

Question 6 : Quel outil logiciel de simulation énergétique devrait être utilisé pour les projets multidisciplinaires afin de modéliser le bâtiment, de déterminer l'incidence des mesures d'économie d'énergie et d'élaborer les différentes options?

Réponse 6 : Il convient d'utiliser un logiciel de simulation énergétique horaire de l'ensemble du bâtiment qui soit conforme à la *Norme de l'ASHRAE 140 — Standard Method of Test for the Evaluation of Building Energy Analysis Computer Programs* (« Méthode de test standard pour l'évaluation des programmes informatiques d'analyse énergétique des bâtiments »). Parmi les exemples d'outils logiciels largement utilisés par l'industrie

---

et conformes à la norme ASHRAE 140, citons IESVE, eQUEST, CAN-QUEST, OpenStudio/EnergyPlus et Design Builder. Le professionnel chargé de la modélisation énergétique doit avoir une expérience de l'outil choisi et comprendre les hypothèses de l'outil, valider les données fournies à l'outil et effectuer l'assurance qualité des résultats de la simulation.

Question 7 : Comment puis-je tenir compte des facteurs d'émission d'électricité prévus d'ECCC dans le calcul des émissions de GES annuelles?

Réponse 7 : Il y a trois façons de comptabiliser les changements prévus aux réseaux de services publics du Canada pour calculer les émissions de GES. ECCC fournit des facteurs d'émission prévus jusqu'en 2040. Selon l'emplacement du projet, les facteurs d'émission d'électricité annuels peuvent varier considérablement d'aujourd'hui à 2040. Par exemple, le facteur d'émission de 2020 pour l'électricité au Nouveau-Brunswick est de 323,0 eCO<sub>2</sub>/kWh et chute à 103,9 eCO<sub>2</sub>/kWh en 2040. En Ontario, le facteur d'émission pour l'électricité varie de 35,5 eCO<sub>2</sub>/kWh en 2020 à 43,9 eCO<sub>2</sub>/kWh en 2040. Au Québec, le facteur d'émission pour l'électricité varie de 0,8 eCO<sub>2</sub>/kWh en 2020 à 1,8 eCO<sub>2</sub>/kWh en 2040. Compte tenu de l'écart, le facteur d'émission aura une plus grande incidence sur les émissions de GES annuelles estimées d'un projet au Nouveau-Brunswick par rapport à un projet au Québec ou en Ontario. Les équipes de projets ont trois options pour les facteurs d'émission d'électricité :

- (1) utiliser le facteur d'émission d'électricité projeté pour l'année d'occupation estimée du projet achevé;
- (2) utiliser le facteur d'émission moyen pour l'électricité, calculé comme la valeur moyenne sur le cycle de vie de 40 ans à compter de l'année où le projet est achevé;
- (3) utiliser le facteur d'émission prévu d'une année à l'autre au cours du cycle de vie de 40 ans.

Il est à noter que la valeur prévue pour l'année 2040 doit être utilisée pour représenter les années au-delà de 2040.

Pour un projet fictif achevé en 2025, le facteur d'émission d'électricité prévu en 2025 est comparé au facteur d'émission moyen pour 2025 à 2065, pour le Nouveau-Brunswick, le Québec et l'Ontario :

Lieu	Facteur d'émission d'électricité en 2025 (eCO <sub>2</sub> /kWh)	Facteur d'émission d'électricité moyen de 2025 à 2065 (eCO <sub>2</sub> /kWh)
Nouveau-Brunswick	320,6	116,7
Ontario	53,2	43,1
Québec	1,4	1,6

Les équipes de projets utiliseront la démarche qui représente le mieux la production d'émission de GES et devraient consulter les SI SSST DEG en cas d'incertitude quant à la démarche à utiliser.



---

## Exemple réel 1 – Analyse des options pour la construction d'un nouveau bâtiment au Québec

Cet exemple fournit des renseignements sur la façon dont la méthode d'analyse des options en matière de GES du projet a été appliquée à la construction d'un nouveau bâtiment au Québec. La méthode d'analyse des options liées à la réduction des émissions de GES était une composante du Rapport d'analyse des investissements. L'analyse a défini les différentes options de conception disponibles et a déterminé la meilleure valeur pour l'État, en tenant compte des coûts d'investissement, des coûts du cycle de vie et des émissions de GES.

La construction d'un nouveau bâtiment est un projet multidisciplinaire qui exige l'étude des quatre options de conception. Comme le réseau électrique du Québec est propre, l'option de réduction maximale des émissions de GES pour le projet est un bâtiment carboneutre, ou « zéro carbone ». L'analyse a montré qu'il y avait en fait trois voies différentes vers l'obtention d'un bâtiment zéro carbone. En outre, deux sous-options ont été étudiées pour l'option hybride afin de présenter un tableau complet des différents scénarios de conception.

Le tableau 2 présente les différentes options étudiées par l'équipe de projet et constitue un bon exemple des renseignements qui devraient être présentés aux décideurs. Le tableau 2 comprend, pour chaque option de conception, une description, les coûts d'investissement et de cycle de vie et une estimation des émissions de GES annuelles. Le tableau 2 devrait servir de modèle pour la façon de présenter les résultats de l'analyse d'options en matière de GES dans un Rapport d'analyse des investissements. Les principales mesures d'efficacité énergétique qui sont regroupées pour chaque option sont décrites, les différences importantes d'une option à l'autre étant mises en évidence en caractères gras (dans la ligne de description). Les avantages et les inconvénients de chaque option de conception sont également définis par l'équipe du projet.

L'option 1 de conception ministérielle minimale fixe la base de référence à laquelle toutes les autres options sont comparées. L'option 2, dont le coût est neutre, se traduit par un coût du cycle de vie inférieur à celui de l'option de base, pour un coût d'investissement supplémentaire minimal de 288 000 \$. Toutefois, l'équipe du projet a estimé que, puisque le bâtiment sera situé au Québec, il est possible de réaliser un bâtiment carboneutre sans augmenter les coûts de manière importante. En fait, l'option 3a montre qu'un bâtiment carboneutre peut être obtenu avec une augmentation minimale du coût d'investissement (296 000 \$) et une baisse du coût du cycle de vie (227 528 \$). La seule différence entre l'option 2 et l'option 3a est que la chaudière à gaz naturel est remplacée par une chaudière électrique. L'équipe du projet a étudié deux autres options (3 b et 3 c) pour parvenir à un bâtiment carboneutre, dans le but d'améliorer le rendement énergétique du bâtiment et de réduire ses coûts annuels en matière de services publics. Plus précisément, la fenestration du bâtiment est passée du double au triple vitrage, puisque les fenêtres à triple vitrage permettent de répondre aux exigences du Conseil du bâtiment durable du Canada (CBDCa) en matière d'intensité de la demande en énergie thermique (IDET). Une faible IDET réduit les charges de chauffage et de refroidissement d'un bâtiment et augmente le confort des occupants. L'option de conception hybride 4a réduit les émissions annuelles de GES au-delà de l'option 2 de conception à coût neutre, mais ne conduit pas à un bâtiment carboneutre. L'analyse démontre que l'option hybride 4a n'est pas la plus avantageuse pour ce projet, car la neutralité carbone peut être atteinte à un coût d'investissement plus faible. Enfin, l'option 4 b a été étudiée pour démontrer l'incidence de la réduction du rapport fenêtrage/mur à l'exigence prescriptive du CNEB pour l'emplacement du bâtiment. Bien que l'option 4 b entraîne un coût d'investissement et un coût du cycle de vie différentiel légèrement inférieurs à ceux de l'option 3 b, l'équipe du projet note que la réduction de la surface de fenestration et de l'accès à la lumière naturelle risque de réduire le bien-être des occupants. Sur la base de l'analyse, l'équipe du projet recommande l'option 3 b, car les coûts d'investissement et de cycle de vie supplémentaires sont raisonnables pour obtenir un bâtiment carboneutre qui respecte les pratiques exemplaires du CBDCa et qui tient compte du confort des occupants.

Tableau 2: Présentation des résultats pour l'exemple réel

Options	Choix final						
	1: Conception conforme aux engagements minimaux du Ministère (option de base)	2: Conception axée sur les réductions des émissions de GES sans coûts supplémentaires (40 ans)	3: Conception axée sur la réduction maximale des émissions de GES			4: Conception hybride optimisée axée sur la réduction des émissions de GES	
			a	b	c	a	b
Description	Chaudière au gaz naturel à condensation Roue thermique Vitrage double 40% de fenestration Isolation conforme au CNEB 29% meilleur que CNEB 130 tonnes de GES	Chaudière au gaz naturel à condensation <b>Chaudière électrique hors pointe</b> <b>Récupération à cassette</b> Vitrage double 40% de fenestration	<b>Chaudière électrique</b> Récupération à cassette Vitrage double 40% de fenestration Isolation +R4 du CNEB Refroidissement gratuit	<b>Chaudière électrique</b> Récupération à cassette <b>Vitrage Triple</b> 40% de fenestration Isolation +R4 du CNEB Refroidissement gratuit	<b>Chaudière électrique</b> <b>Géothermie</b> Récupération à cassette <b>Vitrage Triple</b> 40% de fenestration Isolation +R4 du CNEB Refroidissement gratuit	<b>Option 2</b> <b>ajout de Géothermie</b> <b>Vitrage triple</b>	<b>Option 3b</b> <b>sauf 33% de fenestration</b>
<i>Émissions de GES annuels (tonnes de CO<sub>2</sub>e)</i>	130	60	-	-	-	32	-
<i>Coût initial</i>	110,000,000 \$	110,288,000 \$	110,296,000 \$	111,021,000 \$	111,724,000 \$	111,735,000 \$	110,738,000 \$
<i>Surcoût initial</i>	- \$	288,000.00 \$	296,000.00 \$	1,021,000.00 \$	1,724,000.00 \$	1,735,000.00 \$	738,000.00 \$
<i>Coût énergétique annuel</i>	292,000.00 \$	277,000.00 \$	306,000.00 \$	297,000.00 \$	288,000.00 \$	274,000.00 \$	290,600.00 \$
<i>Coût de la redevance carbone annuelle</i>	39,000.00 \$	18,000.00 \$	- \$	- \$	- \$	9,600.00 \$	- \$
<i>Coût sur 40 ans</i>	123,316,230.96 \$	122,380,082.93 \$	123,088,702.06 \$	123,437,446.12 \$	123,764,190.17 \$	123,189,903.15 \$	122,886,886.33 \$
<i>VAN supplémentaire par rapport à option 1 (incluant indexation et valeur résiduelle)</i>	- \$	936,147.97 \$	227,528.90 \$	(121,215.16) \$	(447,959.21) \$	126,327.81 \$	429,344.63 \$
<i>Augmentation des coûts</i>	N/A	-0.76%	-0.18%	0.10%	0.36%	-0.10%	-0.35%
<i>Avantages</i>	-Engagement minimaux gouvernementaux atteint	-Meilleur valeur au point de vue énergétique et des coûts	-Carboneutre à un prix acceptable	-IDET conforme aux bonnes pratiques du CaGBC -Meilleur confort des occupants - Carboneutre à un prix raisonnable	-IDET conforme aux bonnes pratiques du CaGBC -Meilleur confort des occupants -Performance énergétique exemplaire	-Avantage opérationnel d'avoir 2 sources d'énergie -Performance énergétique exemplaire	-IDET conforme aux bonnes pratiques du CaGBC -Meilleur confort des occupants -Réduction des coûts de construction
<i>Inconvénient</i>	-Non conforme aux engagements de réduction de GES	-Non conforme aux engagements de devenir carboneutre de TPSGC et GoC	-Intensité de la Demande d'Énergie Thermique (IDET) non conforme aux bonnes pratiques de bâtiment carboneutre du CaGBC et possiblement de la Stratégie pour un Gouvernement Vert.	-Coût un peu plus élevé	-Coût encore plus élevé	-Coût élevé de la haute performance énergétique pour pouvoir réduire les GES au maximum	-Réduction des coûts d'énergie négligeable sur 40 ans -Diminution du bien-être des occupants par la réduction du vitrage.

Taux d'actualisation:	1.782%
Taux d'inflation de l'énergie:	2.000%
Taux d'inflation de l'entretien:	1.900%
Taux d'inflation de la construction:	2.400%

Taux représentatifs utilisés dans cet exemple pratique.

