

A.M., 2011

Loi sur la qualité de l'environnement
(L.R.Q., c. Q-2)

**Déclaration obligatoire de certaines émissions de
contaminants dans l'atmosphère**
— **Modification**

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement
sur la déclaration obligatoire de certaines émissions
de contaminants dans l'atmosphère

LE MINISTRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE
L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS,

VU l'article 2.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), suivant lequel le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs peut, par règlement, déterminer les renseignements qu'une personne ou une municipalité est tenue de lui fournir au regard d'une entreprise, d'une installation ou d'un établissement qu'elle exploite;

VU l'article 46.2 de cette loi qui permet également au ministre de déterminer, par règlement, les émetteurs tenus de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre ainsi que les renseignements et documents afférents devant lui être fournis;

VU la publication à la Partie 2 de la *Gazette officielle du Québec* du 9 juin 2010, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1) ainsi qu'aux cinquième alinéa de l'article 2.2 et deuxième alinéa de l'article 46.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement, d'un projet de Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, avec avis qu'il pourrait être édicté par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs à l'expiration d'un délai de 60 jours à compter de cette publication;

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu d'édicter ce règlement avec modifications;

ARRÊTE CE QUI SUIT :

Est édicté le Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, annexé au présent arrêté.

*Le ministre du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs,*
PIERRE ARCAND

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE DE CERTAINES ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS DANS L'ATMOSPHÈRE

Loi sur la qualité de l'environnement
(L.R.Q., c. Q-2, a. 2.2, 46.1 et 46.2)

1. Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (c. Q-2, r. 15) est modifié à l'article 3 :

1° par l'insertion, dans le paragraphe 0.2° et après « fumier », de « ou lisier »;

2° par l'ajout, après le premier alinéa, de l'alinéa suivant :

« Également, pour l'application de la section II.1 on entend par :

1° « émissions de CO₂ attribuables aux procédés fixes » : les émissions de CO₂ qui résultent d'une réaction de procédé chimique fixe de production qui génère des CO₂, du carbone en liaison chimique dans la matière première et du carbone utilisé pour retirer un constituant non désiré de la matière première là où il n'y a pas de matière première substituable;

2° « émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion » : les émissions de gaz à effet de serre liées à une réaction exothermique d'un combustible;

3° « émissions de gaz à effet de serre autres » : les émissions de gaz à effet de serre autres que les émissions attribuables aux procédés fixes et les émissions attribuables à la combustion. ».

2. L'article 4 de ce règlement est modifié :

1° par la suppression, dans le premier alinéa, de « une entreprise, une installation ou »;

2° par le remplacement, dans le premier alinéa, de « cette installation, cet établissement ou cette entreprise » par « cet établissement »;

3° par le remplacement, dans le cinquième alinéa, de « lorsqu'une entreprise comprend plusieurs établissements, chaque établissement qui excède le seuil de déclaration doit faire l'objet d'une déclaration distincte. Dans le cas où un » par « lorsqu'un »;

4° par la suppression, dans le sixième alinéa, de « entreprise, une » et « l'entreprise, ».

3. L'article 5 de ce règlement est modifié :

1° par la suppression, dans le premier alinéa, de « de l'entreprise, »;

2° par le remplacement, dans le premier alinéa, de « cette entreprise, installation ou » par « cette installation ou cet »;

3° par le remplacement, dans le troisième alinéa, de « cette entreprise, installation ou » par « cette installation ou cet ».

4. L'article 6 de ce règlement est modifié :

1° par la suppression, dans le premier alinéa, de « de l'entreprise, »;

2° par l'ajout, à la fin du paragraphe 2° du deuxième alinéa de l'article 6, de « , lequel doit porter, dans le cas des émissions de gaz à effet de serre, sur les émissions attribuables aux matières contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total introduit dans le procédé de l'installation ou l'établissement »;

3° par l'insertion, après le paragraphe 4° du deuxième alinéa, du paragraphe suivant :

« 4.1° un modèle d'estimation des émissions; ».

5. L'article 6.1 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« **6.1.** Toute personne ou municipalité exploitant un établissement qui, pendant une année civile, émet dans l'atmosphère des gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 dans une quantité égale ou supérieure à 10 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ est tenue de déclarer ses émissions au ministre conformément à la présente section tant que ses émissions ne sont pas en deçà de ce seuil de déclaration pendant 4 années consécutives.

Lorsqu'un établissement comprend plus d'une installation, les données relatives à chacune d'elles doivent être identifiées de façon distincte.

Dans le cas d'une personne ou municipalité qui exploite une entreprise faisant l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec ou faisant l'exportation, le transport ou la distribution d'électricité, une entreprise effectuant le transport et la distribution de gaz naturel ou une entreprise effectuant l'exploration ou l'exploitation gazière ou pétrolière, le seuil de déclaration prévu au premier alinéa s'applique au niveau de l'entreprise, laquelle est considérée comme un établissement aux fins de l'application de la présente section.

En outre, lorsqu'une entreprise, une installation ou un établissement change d'exploitant au cours d'une année, la déclaration d'émissions doit être produite par le nouvel exploitant. L'exploitant précédent doit cependant lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période de l'année où l'entreprise, l'installation ou l'établissement était sous sa responsabilité.

Lorsqu'un émetteur visé au premier ou troisième alinéa procède à la fermeture d'un établissement dont les émissions de gaz à effet de serre ont atteint ou excédé le seuil de déclaration au cours de l'année civile précédente, il doit, dans les 6 mois suivant la fermeture de l'établissement, transmettre au ministre une déclaration d'émissions pour la période au cours de laquelle l'établissement était en exploitation et n'ayant pas fait l'objet d'une telle déclaration. ».

6. L'article 6.2 de ce règlement est modifié :

1° par l'ajout, après le paragraphe 4° du premier alinéa, des paragraphes suivants :

« 4.1° la quantité totale d'émissions de CO₂ attribuables à la fermentation de biomasse et de biocombustibles;

4.2° le type de biomasse utilisé, tel que des résidus post-consommation, de transformation ou de bois; »;

2° par l'insertion, dans le paragraphe 7° du premier alinéa et après « utilisés », de « ainsi que leur provenance ou méthode de détermination »;

3° par l'ajout, après le paragraphe 7° du premier alinéa, des paragraphes suivants :

« 8° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6, soit :

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;
- b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
- c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

9° dans le cas d'un émetteur tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre en application de l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement, la quantité annuelle d'unités étalon relatives à ses activités. ».

7. L'article 6.6 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement du premier alinéa par les alinéas suivants :

« **6.6.** L'émetteur qui, conformément à l'article 6.2, déclare des émissions de gaz à effet de serre annuelles égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa, doit au plus tard le 1^{er} juin transmettre au ministre un rapport de vérification de sa déclaration d'émissions effectuée par un organisme accrédité ISO 14065, par un membre de l'International Accreditation Forum et selon un programme ISO-17011, à l'égard du secteur d'activité de l'émetteur.

Pour l'application du seuil de vérification visé au premier alinéa, sont exclues :

- 1° les émissions de CO₂ attribuables à la combustion ou à la fermentation de biomasse et de biocombustibles;
- 2° les émissions de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon visées à la partie QC.5.3 de l'annexe A.2;
- 3° les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements mobiles sur le site d'un établissement visées à la partie QC.27 de l'annexe A.2;

4° jusqu'au 31 décembre 2014, les émissions de CH₄ attribuables aux opérations d'une raffinerie de pétrole visées aux parties QC.9.3.6 QC.9.3.9 et QC.9.3.12 de l'annexe A.2;

5° jusqu'au 31 décembre 2014, les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement anaérobie des eaux usées visées à l'annexe A.2, soit à la partie QC.9.3.7 dans le cas d'une raffinerie de pétrole, à la partie QC.10.2.7 dans le cas d'une fabrique de pâtes et papiers et à la partie QC.12.3.7 dans le cas de la fabrication de produits pétrochimiques;

6° jusqu'au 31 décembre 2012, les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables au transport et à la distribution du gaz naturel visées aux parties QC.29.3.1, QC.29.3.2, QC.29.3.7, QC.29.3.8 et QC.29.3.9 de l'annexe A.2. »;

2° par le remplacement, dans le paragraphe 2° du deuxième alinéa, de « , à moins qu'il se soit écoulé 3 ans depuis la dernière vérification » par « depuis la déclaration d'émissions de l'année 2012 »;

3° par l'ajout, après le paragraphe 2° du deuxième alinéa, du paragraphe suivant :

« 3° lorsque l'émetteur désire confier la vérification de sa déclaration annuelle à un organisme de vérification autre que celui ayant vérifié la déclaration de l'année précédente mais ayant déjà vérifié une déclaration des années antérieures, cet organisme ne doit pas avoir effectué de vérification pour l'émetteur au cours des 3 années précédentes; »;

4° par le remplacement, dans le troisième alinéa, de « 3 années consécutives » par « 4 années consécutives »;

5° par le remplacement du quatrième alinéa par l'alinéa suivant :

« Malgré le premier alinéa, le rapport de vérification de la déclaration d'émissions de l'année 2012 peut être transmis au ministre au plus tard le 1^{er} septembre 2013. ».

8. L'article 6.8 de ce règlement est modifié par l'ajout, après le premier alinéa, de l'alinéa suivant :

« Dans le cas d'un émetteur effectuant le transport ou la distribution d'électricité ou de gaz naturel, la visite visée au paragraphe 2° du premier alinéa doit permettre un échantillonnage représentatif de ses installations. ».

9. L'annexe A de ce règlement est modifiée par le remplacement, dans la section concernant les contaminants à l'origine de la pollution toxique de la Partie II, des lignes « - les polychlorodibenzo » et « - p -dioxines; » par la ligne suivante :

« - les polychlorodibenzo-p-dioxines; ».

10. Cette même annexe est modifiée par le remplacement, dans la section concernant les contaminants à l'origine de la pollution toxique de la Partie II, de la ligne « - le formaldéhyde; 55-00-0 » par la ligne suivante :

« - le formaldéhyde; 50-00-0 ».

11. L'annexe A.1 de ce règlement est modifiée par le remplacement, dans la section concernant les hydrofluorocarbures (HFC), de la ligne « HFC-152a (CH₃CHF₂) | 75-37-6 | 43 » par la ligne suivante :

« HFC-152a (CH₃CHF₂) | 75-37-6 | 140 ».

12. L'annexe A.2 de ce règlement est modifiée :

1° dans la partie QC.1 :

a) par la suppression, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 1° de QC.1.2, de « ou, lorsque des combustibles fossiles et des biocombustibles sont utilisés dans un même équipement fixe, les émissions de CO₂ de l'ensemble des combustibles fossiles et celles de l'ensemble des biocombustibles »;

b) par l'ajout, à la fin du texte de QC.1.3, de l'alinéa suivant :

« En outre, lorsqu'un combustible n'est pas visé à l'un des tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7, les émissions de CO₂ attribuables à ce combustible n'ont pas à être calculées pour autant qu'elles ne dépassent pas 0,5% des émissions totales de l'établissement. »;

c) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1° du premier alinéa de QC.1.3.1, de « l'équation 1-1 » par « les équations 1-1 ou 1-1.1 »;

d) par l'ajout, à la fin du paragraphe 2^o du premier alinéa de QC.1.3.1, de « , à l'exception de l'émetteur utilisant un équipement fixe ayant une capacité calorifique nominale supérieure à 264 GJ/h et ayant fonctionné plus de 1000 heures au cours d'au moins une des 3 années précédentes »;

e) par l'ajout, après le paragraphe 4^o du premier alinéa de QC.1.3.1, du paragraphe suivant :

« 5^o d'un biocombustible visé au tableau 1-3 sauf si ce dernier est visé par une autre méthode de calcul prévue à la présente annexe. »;

f) par l'ajout, après l'équation 1-1 dans QC.1.3.1, de l'équation suivante :

« **Équation 1-1.1**

$$CO_2 = Combustible \times FEG \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible, en tonnes métriques;

Combustible = Masse ou volume du combustible brûlé au cours de l'année, soit :

- la masse exprimée en kilogrammes dans le cas des combustibles solides;
- le volume exprimé en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- le volume exprimé en litres dans le cas des combustibles liquides;

FEG = Facteur d'émission global de CO_2 du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-4 ou 1-5, soit :

- en kilogrammes de CO_2 par kilogramme dans le cas des combustibles solides;

- en kilogrammes de CO₂ par mètre cube aux conditions de référence dans le cas des combustibles gazeux;
- en kilogrammes de CO₂ par litre dans le cas des combustibles liquides;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques. »;

g) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1^o de QC.1.3.3, de « ou 250 mmBtu/h »;

h) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « MM » de l'équation 1-7, dans le paragraphe 4^o de QC.1.3.3, de « ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit en kilogrammes par unité de temps, remplacer $\left[\frac{MM}{CVM} \right]$ par 1 »;

i) par la suppression du quatrième alinéa de QC.1.3.4;

j) par l'ajout, après le paragraphe 3^o de QC.1.3.5, du paragraphe suivant :

« 4^o lorsque l'émetteur est une municipalité, la portion de biomasse contenue dans les matières résiduelles peut être établie par une méthode alternative telle une caractérisation des matières résiduelles. »;

k) par l'ajout, à la fin du texte de QC.1.4, de l'alinéa suivant :

« En outre, lorsqu'un combustible n'est pas visé à l'un des tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7, les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à ce combustible n'ont pas à être calculées. »;

l) par l'ajout, après le paragraphe 2^o de QC.1.4.1, du paragraphe suivant :

« 3^o d'un combustible visé au tableau 1-2 ou d'un biocombustible. »;

m) par l'insertion, dans la définition du facteur « FE » de l'équation 1-10, dans QC.1.4.1, et après « ou 1-7 », de « ou facteur d'émission provenant du document intitulé « AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors » publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) »;

n) par le remplacement, dans la définition du facteur « FE » de l'équation 1-12, dans QC.1.4.2, de « ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-7 prévus à QC.1.7 » par « , facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-7 prévus à QC.1.7 ou facteur d'émission provenant du document intitulé « AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors » publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) »;

o) par la suppression, dans la définition du facteur « n » de l'équation 1-13, dans QC.1.4.2, de « du pouvoir calorifique supérieur »;

p) par le remplacement, dans le paragraphe 1^o de QC.1.5.1, de « l'équation 1-4 » par « les équations 1-2 et 1-4 »;

q) par l'insertion, dans le paragraphe 4^o de QC.1.5.1 et après « du charbon », de « et des combustibles dérivés de matières résiduelles »;

r) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1^o du premier alinéa de QC.1.5.2, de « une entreprise, »;

s) par l'insertion, dans le paragraphe 2^o du premier alinéa de QC.1.5.2 et avant « fournisseur », de « le »;

t) par le remplacement, dans le paragraphe 1^o de QC.1.5.3, de « mégajoule » par « gigajoule »;

u) par le remplacement, dans le paragraphe 3^o du deuxième alinéa de QC.1.5.5, de « ou la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography » » par « , la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography » ou la norme ASTM D2163-07 intitulée « Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography » »;

v) par le remplacement, dans le tableau 1-1 de QC.1.7, de la ligne « Mazout léger » par les lignes suivantes :

«

Mazout léger n ^o 1	38,78
Mazout léger n ^o 2	38,50

»;

w) par l'insertion, dans le tableau 1-1 de QC.1.7 et après la ligne « Coke de pétrole (pour valorisation) », des lignes suivantes :

«

Éthanol (100%)	23,41
Biodiesel (100%)	35,67
Gras animal fondu	34,84
Huile végétale	33,44

»;

x) par l'insertion, dans le tableau 1-1 de QC.1.7 et après la ligne « Matières résiduelles collectées par une municipalité », des lignes suivantes :

«

Pneus	31,18
Sous-produits agricoles	9,60
Sous-produits de la biomasse	30,05

»;

y) par le remplacement, dans le tableau 1-1 de QC.1.7, de la ligne « Gaz d'enfouissement (méthane capté) » par les lignes suivantes :

«

Gaz d'enfouissement (portion du méthane)	0,03590
Biogaz (portion du méthane)	0,03130

»;

z) par le remplacement, dans le tableau 1-3 de QC.1.7, des lignes « Gaz d'enfouissement », « Déchets ligneux (résidus de bois) dont la teneur en H₂O s'élève à 50% », « Déchets ligneux (résidus de bois) dont la teneur en H₂O s'élève à 12% » et « Liqueur usée de cuisson » par les lignes suivantes :

«

Gaz d'enfouissement	2,989	54,63	0,60	1,0	0,06	0,1
Déchets ligneux (résidus de bois) dont la teneur en H ₂ O s'élève à 50 %	0,840	46,67	0,09	5,0	0,02	1,111
Liqueur usée de cuisson dont la teneur en H ₂ O s'élève à 50%	0,891	63,6	0,02	1,43	0,02	1,43

Sous-produits agricoles	S.O.	112	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Sous-produits de la biomasse	S.O.	100	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Biogaz (portion du méthane)	S.O.	49,4	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Éthanol (100%)	S.O.	64,9	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Biodiesel (100%)	S.O.	70	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Gras animal fondu	S.O.	67,4	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Huile végétale	S.O.	77,3	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

»;

aa) par le remplacement, dans le tableau 1-3 de QC.1.7, de la ligne « **Combustibles gazeux** » par la ligne suivante :

«

Combustibles gazeux	CO₂ (kg/m³)	CO₂ (kg/GJ)	CH₄ (g/m³)	CH₄ (g/GJ)	N₂O (g/m³)	N₂O (g/GJ)
----------------------------	--	-------------------------------	---	------------------------------	---	------------------------------

»;

2° dans la partie QC.2 :

a) par la suppression, dans le premier alinéa de QC.2.2, du paragraphe 4°;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 5° du premier alinéa de QC.2.2, de « quotidienne du gaz de raffinerie et du flexigaz » par « moyenne de chaque gaz combustible »;

c) par l'ajout, après le paragraphe 5° du premier alinéa de QC.2.2, du paragraphe suivant :

« 6° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.2.5 ont été utilisées. »;

d) par le remplacement, dans le deuxième alinéa de QC.2.2, de « , 4° et 5° » par « et 4° »;

e) par le remplacement de QC.2.3.2 par ce qui suit :

« QC.2.3.2. Calcul des émissions de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie et en flexigaz »

Les émissions annuelles de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie et en flexigaz doivent être calculées en utilisant la teneur en carbone et la masse moléculaire du gaz de raffinerie ou du flexigaz, selon l'équation 2-1 :

Équation 2-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \left(GRF_{ij} \times TC_{ij} \times \frac{MM_{ij}}{CVM} \right) \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz de raffinerie ou de flexigaz, en tonnes métriques;

n = Nombre de jours d'exploitation dans l'année;

m = Nombre de réseaux;

i = Jour;

j = Réseau;

GRF_{ij} = Consommation de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC_{ij} = Teneur en carbone de l'échantillon de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, mesurée conformément à QC.2.4.2, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

MM_{ij} = Masse moléculaire de l'échantillon de gaz de raffinerie ou de flexigaz du réseau *j* pour le jour *i*, en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques. »;

f) par la suppression, dans le paragraphe 2^o de QC.2.3.4, de « et le pouvoir calorifique supérieur »;

g) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 3^o de QC.2.3.4, de « des gaz à faible pouvoir calorifique » par « du gaz naturel »;

h) par le remplacement, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 3^o de QC.2.3.4, de « et des gaz de raffinerie » par « , des gaz de raffinerie et des gaz à faible pouvoir calorifique »;

i) par le remplacement de QC.2.4.2 par ce qui suit :

« QC.2.4.2. Teneur en carbone et masse moléculaire des gaz combustibles

La teneur en carbone et la masse moléculaire des gaz combustibles doivent être mesurées quotidiennement selon l'une des méthodes suivantes :

1^o conformément à QC.1.5.5;

2^o à l'aide de l'analyse chromatographique des gaz combustibles, le chromatographe en phase gazeuse devant être calibré et maintenu en bon état de fonctionnement selon les indications du fabricant. »;

j) par la suppression de QC.2.4.3 et QC.2.4.4;

k) par l'ajout, à la fin de QC.2.4, de ce qui suit :

« **QC.2.5. Méthodes d'estimation des données manquantes**

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée selon QC.1.6. »;

3° dans la partie QC.3 :

a) par le remplacement, dans le paragraphe 7° du premier alinéa de QC.3.2, de « mensuelles d'aluminium » par « mensuelles et annuelle d'aluminium liquide »;

b) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *a* du paragraphe 8°, les sous-paragraphe *a*, *b* et *i* du paragraphe 9° et les sous-paragraphe *a* et *d* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2 et après le mot « aluminium », partout où il s'y trouve, du mot « liquide »;

c) par la suppression du sous-paragraphe *d* du paragraphe 8° du premier alinéa de QC.3.2;

d) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 9° du premier alinéa de QC.3.2 et après « benzène (MSB) », de « ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé »;

e) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *f* du paragraphe 9° du premier alinéa de QC.3.2 et après « hydrogène du brai », de « ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé »;

f) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *i* du paragraphe 9° du premier alinéa de QC.3.2 et avant « les rapports mensuels », de « lorsqu'une valeur de 0 n'est pas utilisée, »;

g) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 10° du premier alinéa de QC.3.2 et après « mensuelles », de « et annuelle »;

h) par la suppression du sous-paragraphe *e* du paragraphe 10° du premier alinéa de QC.3.2;

i) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *f* du paragraphe 11° du premier alinéa de QC.3.2 et après « mensuellement », de « et annuellement »;

j) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le sous-paragraphe *a* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2, de « attribuables aux effets d'anodes »;

k) par le remplacement des sous-paragraphes *a* et *b* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2 par les suivants :

« *a*) la pente déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF₄ par tonne métrique d'aluminium, par minute d'effets d'anode, par cuve-jour pour chaque série de cuves de même technologie, et la date de détermination de la pente pour chaque série de cuves;

b) la fréquence de l'effet d'anode, en minutes d'effets d'anode par cuve-jour, calculée mensuellement pour chaque série de cuves de même technologie; »;

l) par l'ajout, à la fin du sous-paragraphe *c* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2 et après « série de cuves », de « de même technologie »;

m) par le remplacement du sous-paragraphe *d* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *d*) les productions mensuelles d'aluminium, en tonnes métriques pour chaque série de cuves de même technologie; »;

n) par la suppression, dans le sous-paragraphe *f* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2, de « ou de C₂F₆;

o) par le remplacement du sous-paragraphe *g* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *g*) les surtensions mensuelles dues à l'effet d'anode, en millivolts par cuve pour chaque série de cuves de même technologie; »;

p) par l'ajout, à la fin des sous-paragraphes *h*, *i* et *j* du paragraphe 12° du premier alinéa de QC.3.2, de « de même technologie »;

q) par l'ajout, après le paragraphe 13° du premier alinéa de QC.3.2, des paragraphes suivants :

« 14° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.3.7 ont été utilisées;

15° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 1°, 2° et 4°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 6°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3° et 5°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

16° la quantité annuelle d'hydrate d'alumine produit, en tonnes métriques. »;

r) par le remplacement de l'équation 3-1 dans QC.3.3.1 par l'équation suivante :

« **Équation 3-1**

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} [CNA \times PM \times \frac{(100 - S_a - Cen_a)}{100} \times 3,664]_i$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'anodes précuites, en tonnes métriques;

i = Mois;

CNA = Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium liquide pour le mois *i*, en tonnes métriques d'anodes par tonne métrique d'aluminium liquide;

PM = Production d'aluminium liquide pour le mois *i*, en tonnes métriques;

S_a = Teneur en soufre des anodes précuites pour le mois *i*, en kilogrammes de soufre par kilogramme d'anodes précuites;

Cen_a = Teneur en cendres des anodes précuites pour le mois i , en kilogrammes de cendres par kilogramme d'anodes précuites;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone. »;

s) par l'insertion, dans l'équation 3-2 de QC.3.3.2 et après le mot « aluminium », partout où il s'y trouve, du mot « liquide »;

t) par l'insertion, dans la définition du facteur « MSB » de l'équation 3-2 de QC.3.3.2 et après « benzène (MSB) », de « ou le facteur de l'international Aluminium Institute utilisé »;

u) par l'insertion, dans la définition du facteur « H_b » de l'équation 3-2 de QC.3.3.2 et après « hydrogène du brai », de « ou le facteur de l'international Aluminium Institute utilisé »;

v) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « CP » de l'équation 3-2 de QC.3.3.2, de « , ou une valeur de 0 »;

w) par le remplacement de l'équation 3-4 dans QC.3.3.3 par l'équation suivante :

« **Équation 3-4**

$$CO_2_{MG} = \sum_{i=1}^{12} \left(CMG \times PACC \times \frac{100 - Cen_{mg} - S_{mg}}{100} \right)_i \times 3,664$$

Où :

CO_2_{MG} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au coke de garniture, en tonnes métriques;

i = Mois;

CMG = Consommation de matériel de garniture durant le mois i , en tonnes métriques de matériel de garniture par tonne métrique d'anodes ou de cathodes cuites;

PACC = Production d'anodes ou de cathodes cuites pour le mois i , en tonnes métriques;

$C_{en_{mg}}$ = Teneur en cendres du matériel de garniture pour le mois i , en kilogrammes de cendres par kilogramme de matériel de garniture;

S_{mg} = Teneur en soufre du matériel de garniture pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme de matériel de garniture;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone; »;

x) par l'insertion, dans la définition du facteur « H_b » de l'équation 3-5 dans QC.3.3.3 et après « le mois i », de « ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé »;

y) par le remplacement de QC.3.4 par ce qui suit :

« QC.3.4. Méthode de calcul des émissions de CF_4 et de C_2F_6

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.3.4.1 et QC.3.4.2. »;

z) par le remplacement de QC.3.4.2 et QC.3.4.3 par ce qui suit :

« QC.3.4.2. Émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 doivent être calculées pour chaque série de cuves de même technologie conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas des émissions de CF_4 , selon l'équation 3-7 ou l'équation 3-8 :

Équation 3-7

$$E_{CF_4} = \sum_{i=1}^{12} [pente_{CF_4} \times FEA \times PM]_i$$

Où :

E_{CF_4} = Émissions annuelles de CF_4 , en tonnes métriques;

i = Mois;

pente_{CF_4} = Pente de la série de cuves j , déterminée conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF_4 par tonne métrique d'aluminium liquide par minute d'effets d'anode par cuve et par jour, pour le mois i ;

FEA = Fréquence de l'effet d'anode, en minutes d'effets d'anode par cuve et par jour, calculée pour le mois i ;

PM = Production mensuelle d'aluminium liquide, en tonnes métriques;

Équation 3-8

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

Où :

E_{CF_4} = Émissions annuelles de CF_4 attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

m = Nombre de séries de cuves;

j = Série de cuves;

i = Mois;

CS_{CF_4} = Coefficient de surtension déterminé conformément à la méthode prévue à QC.3.6.1, en tonnes métriques de CF_4 par tonne métrique d'aluminium liquide par millivolt;

SEA = Surtension mensuelle due à l'effet d'anode, en millivolts par cuve;

EC = Efficacité de courant du procédé de production d'aluminium, exprimée sous forme de fraction;

PQ = Production mensuelle d'aluminium liquide, en tonnes métriques;

2° dans le cas des émissions de C_2F_6 , selon l'équation 3-8.1 :

Équation 3-8.1

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

Où :

$E_{C_2F_6}$ = Émissions annuelles de C_2F_6 , en tonnes métriques;

i = Mois;

E_{CF_4} = Émissions mensuelles de CF_4 , en tonnes métriques pour le mois i ;

F = Fraction de masse du C_2F_6 par rapport au CF_4 , déterminée par l'émetteur ou sélectionnée au tableau 3-1 prévu à QC.3.8, en kilogrammes de C_2F_6 par kilogramme de CF_4 . »;

aa) par le remplacement, dans les définitions des facteurs de l'équation 3-9 dans QC.3.5.1, de « $SS_{\text{Livrés}}$ » par « $S_{\text{Livrés}}$ »;

bb) par le remplacement de la partie du texte de QC.3.6 qui précède QC.3.6.1 par ce qui suit :

« L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de l'aluminium doit mesurer tous les paramètres mensuellement, sous réserve des cas suivants :

1° dans le cas des émissions de matières solubles dans le benzène nécessaires au calcul selon l'équation 3-2 de QC.3.3.2, l'émetteur peut les mesurer mensuellement ou utiliser les facteurs de l'international Aluminium Institute;

2° dans le cas de la portion de carbone présent dans les poussières écumées des cuves Söderberg nécessaires au calcul selon l'équation 3-2 à QC.3.3.2, l'émetteur peut la mesurer mensuellement ou utiliser une valeur de 0;

3° dans le cas de la teneur en hydrogène dans le brai nécessaire au calcul selon l'équation 3-2 de QC.3.3.2 et selon l'équation 3-5 de QC.3.3.3, l'émetteur peut la mesurer mensuellement ou utiliser les facteurs de l'international Aluminium Institute;

4° dans le cas des paramètres concernant les émissions de CF_4 et de C_2F_6 des effets d'anode visés à QC.3.4, l'émetteur doit les mesurer conformément à QC.3.6.1;

5° dans le cas des paramètres concernant l'utilisation de SF_6 visés à QC.3.5, l'émetteur doit les mesurer conformément à QC.3.6.2. »;

cc) par le remplacement, dans le deuxième alinéa de QC.3.6.1, de « prévue à QC.3.4.2 ou la méthode Péchiney prévue à QC.3.4.3 » par « ou la méthode Péchiney prévues à QC.3.4.2 »;

dd) par l'ajout, après QC.3.6.2, de ce qui suit :

« QC.3.7. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° pour chaque paramètre nécessaire au calcul des émissions de gaz à effet de serre, à l'exception des données de production d'aluminium ou de consommation de matières premières, la donnée manquante doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

3° pour les données de production d'aluminium ou de consommation de matières premières, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

QC.3.8. Tableau**Tableau 3-1. Fractions de masse du C₂F₆ par rapport au CF₄ selon la technologie utilisée**

(QC.3.4.2)

Technologie utilisée	Fraction de masse (kg de C ₂ F ₆ / kg de CF ₄)
Anodes précuites à piquage central (CWPB)	0,121
Anodes précuites à piquage périphérique (SWPB)	0,252
Söderberg à goujons verticaux (VSS)	0,053
Söderberg à goujons horizontaux (HSS)	0,085

»;

4° dans la partie QC.4 :

a) par l'insertion, après le sous-paragraphe *d* du paragraphe 3° du premier alinéa de QC.4.2, des sous-paragraphe suivants :

« *d.1*) les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium non calciné dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de calcium non calciné par tonne métrique de clinker;

d.2) les teneurs mensuelles d'oxyde de magnésium non calciné dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium non calciné par tonne métrique de clinker; »;

b) par le remplacement, dans les sous-paragraphe *h* et *i* du paragraphe 3° du premier alinéa de QC.4.2, de respectivement « mensuels » et « mensuelles » par « trimestriels » et « trimestrielles »;

c) par l'insertion, après le sous-paragraphe *h* du paragraphe 3° du premier alinéa de QC.4.2, des sous-paragraphe suivants :

« *h.1*) les teneurs trimestrielles d'oxyde de calcium non calciné dans les poussières rejetées et non recyclées, en tonnes métriques d'oxyde de calcium non calciné par tonne métrique de poussière;

h.2) les teneurs trimestrielles d'oxyde de magnésium non calciné dans les poussières rejetées et non recyclées, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium non calciné par tonne métrique de poussière; »;

- d)* par la suppression du paragraphe 4^o du premier alinéa de QC.4.2;
- e)* par l'ajout, après le paragraphe 8^o du premier alinéa de QC.4.2, des paragraphes suivants :
- « 9^o le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.4.5 ont été utilisées;
- 10^o les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :
- a)* les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 2^o et 4^o, en tonnes métriques;
- b)* les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 6^o et 7^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
- 11^o les quantités annuelles de gypse et de calcaire ajoutées au clinker produit par l'établissement, en tonnes métriques. »;
- f)* par la suppression du deuxième alinéa de QC.4.2;
- g)* par l'ajout, à la fin de QC.4.3.1, de la phrase suivante :
- « De plus, les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles de tous les fours de calcination doivent être calculées conformément au paragraphe 2^o de QC.4.3.2. »;
- h)* par le remplacement, dans ce qui précède le sous-paragraphe *a* du paragraphe 1^o de QC.4.3.2, de « de fours » par « de chaque four »;
- i)* par le remplacement, dans le sous-paragraphe *a* du paragraphe 1^o de QC.4.3.2, de « 4-4 » par « 4-3 »;
- j)* par le remplacement des équations 4-1 à 4-4 de QC.4.3.2 par les équations suivantes :

« Équation 4-1

$$CO_{2-C} = \sum_{i=1}^{12} [Cli \times FE_{Cli}]_i + \sum_{j=1}^4 [Q_{PFC} \times FE_{PFC}]_j$$

Où :

CO_{2-C} = Émissions de CO_2 attribuables à la calcination, en tonnes métriques;

i = Mois;

Cli = Production de clinker, en tonnes métriques;

FE_{Cli} = Facteur d'émission de CO_2 mensuel du clinker, établi selon l'équation 4-2, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de clinker;

j = Trimestre;

Q_{PFC} = Quantité trimestrielle de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

FE_{PFC} = Facteur d'émission de CO_2 trimestriel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, établi selon l'équation 4-3, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de poussières;

Équation 4-2

$$FE_{Cli} = (CaO_{Cli} - CaO_{NCC}) \times 0,785 + (MgO_{Cli} - MgO_{NCC}) \times 1,092$$

Où :

FE_{Cli} = Facteur d'émission de CO_2 mensuel du clinker, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de clinker;

CaO_{Cli} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de clinker;

CaO_{NCC} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium non calciné dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de calcium non calciné par tonne métrique de clinker.

La teneur d'oxyde de calcium non calciné est la somme de l'oxyde de calcium présent sous la forme non carbonatée dans les matières premières à l'entrée du four et de l'oxyde de calcium restant dans le clinker suite à l'oxydation. Ces dernières doivent être mesurées en appliquant les méthodes prévues respectivement aux paragraphes 4° et 5° de QC.4.4 ou utiliser une valeur de 0;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_{Cii} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de clinker;

MgO_{NCC} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium non calciné dans le clinker, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium non calciné par tonne métrique de clinker.

La teneur d'oxyde de magnésium non calciné est la somme de l'oxyde de magnésium présent sous la forme non carbonatée dans les matières premières à l'entrée du four et de l'oxyde de magnésium restant dans le clinker suite à l'oxydation. Ces dernières doivent être mesurées en appliquant les méthodes prévues respectivement aux paragraphes 4° et 5° de QC.4.4 ou utiliser une valeur de 0;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport à l'oxyde de magnésium;

Équation 4-3

$$FE_{PFC} = (CaO_{PFC} - CaO_{NCP}) \times 0,785 + (MgO_{PFC} - MgO_{NCP}) \times 1,092$$

Où :

FE_{PFC} = Facteur d'émission de CO₂ trimestriel des poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de poussières;

CaO_{PFC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de calcium dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne de poussières;

CaO_{NCP} = Teneur trimestrielle d'oxyde de calcium non calciné dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques d'oxyde de calcium non calciné par tonne de poussières.

La teneur d'oxyde de calcium non calciné est la somme de l'oxyde de calcium présent sous la forme non carbonatée à l'entrée du four et de l'oxyde de calcium restant dans les poussières rejetées et non recyclées suite à l'oxydation. Ces dernières doivent être mesurées en appliquant les méthodes prévues respectivement aux paragraphes 7° et 8° de QC.4.4 ou utiliser une valeur de 0;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_{PFC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de magnésium dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne de poussières;

MgO_{NCP} = Teneur trimestrielle d'oxyde de magnésium non calciné dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium non calciné par tonne de poussières.

La teneur d'oxyde de magnésium non calciné est la somme de l'oxyde de magnésium présent sous la forme non carbonatée à l'entrée du four et de l'oxyde de magnésium restant dans les poussières rejetées et non recyclées suite à l'oxydation. Ces dernières doivent être mesurées en appliquant les méthodes prévues respectivement aux paragraphes 9^o et 10^o de QC.4.4 ou utiliser une valeur de 0;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport à l'oxyde de magnésium; »;

k) par le remplacement, dans le sous-paragraphes *b* du paragraphe 1^o de QC.4.3.2 et dans l'intitulé de l'équation 4-5, de respectivement « 4-5 » et « **4-5** » par « 4-4 » et « **4-4** »;

l) par le remplacement, dans la définition du facteur « TCO_{MP} » de l'équation 4-5 dans QC.4.3.2, de « 0,02 » par « 0, 2% »;

m) par le remplacement, dans le paragraphe 2^o de QC.4.3.2, de « les fours » par « chaque four »;

n) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1^o de QC.4.4, de « une entreprise, »;

o) par le remplacement des paragraphes 1^o à 4^o de QC.4.4 par les paragraphes suivants :

« 1^o déterminer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans le clinker et les matières premières non carbonatées, conformément à la norme ASTM C114-11 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement », ces mesures devant être quotidiennes lorsqu'elles sont effectuées à la sortie du refroidisseur de clinker ou mensuelles dans le cas du clinker entreposé en vrac;

2^o déterminer mensuellement la quantité de clinker produit selon l'une des méthodes suivantes :

a) en le pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

b) en mesurant directement le débit du cru alimentant le four et en appliquant un facteur de conversion du cru au clinker spécifique à l'établissement, l'exactitude de ce facteur devant alors être vérifiée annuellement par l'émetteur et lors de modification importante du procédé pouvant affecter ce facteur;

3° déterminer mensuellement la quantité de matières premières consommées en les pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

4° déterminer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans les matières premières sous la forme non carbonatée à l'entrée du four ou utiliser une valeur de 0;

5° déterminer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium restant dans le clinker suite à l'oxydation ou utiliser une valeur de 0;

6° déterminer trimestriellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans les poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination, conformément à la norme ASTM C114-11, ces mesures devant être quotidiennes lorsqu'elles sont effectuées à la sortie du four de calcination ou trimestrielles dans le cas des poussières entreposées en vrac;

7° déterminer trimestriellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans les poussières rejetées et non recyclées sous la forme non carbonatée à l'entrée du four ou utiliser une valeur de 0;

8° déterminer trimestriellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium restant dans les poussières rejetées et non recyclées suite à l'oxydation ou utiliser une valeur de 0;

9° déterminer trimestriellement la quantité de poussières rejetées et non recyclées dans le four de calcination en les pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

10° prélever annuellement des échantillons pour chaque catégorie de matières premières entreposées en vrac et déterminer la teneur en carbone organique total présent dans ces matières conformément à la norme ASTM C114-11. »;

p) par l'ajout, après QC.4.4, de ce qui suit :

« **QC.4.5. Méthodes d'estimation des données manquantes**

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° pour les données nécessaires au calcul des émissions de CO₂ attribuables à la calcination et à l'oxydation du carbone organique, une nouvelle analyse doit être effectuée;

3° pour chaque donnée de production de clinker manquante, l'émetteur doit 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° pour chaque donnée de matières premières consommées manquante, l'émetteur doit 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. »;

5° dans la partie QC.5 :

a) par l'ajout, après le paragraphe 3° de QC.5.2, des paragraphes suivants :

« 4° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.5.5 ont été utilisées;

5° les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂. »;

b) par le remplacement de l'équation 5-1 dans QC.5.3 par l'équation suivante :

« **Équation 5-1**

$$CH_4 = \sum_{i=1}^n [AC_i \times FE_i] \times 0,6772 \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions fugitives annuelles de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon, pour chaque type de charbon *i*, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types de charbon;

i = Type de charbon;

AC_i = Achats annuels de charbon, pour chaque type de charbon *i*, en tonnes métriques;

FE_i = Facteur d'émission de CH₄ du charbon *i*, établi conformément au paragraphe 2°, en mètres cubes de CH₄ par tonne métrique de charbon;

0,6772 = Facteur de conversion des mètres cubes en kilogrammes de CH₄;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques; »;

c) par le remplacement, dans les sous-paragraphe a et b du paragraphe 2° de QC.5.3, de « QC.5.5 » par « QC.5.6 »;

d) par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 2° de QC.5.3, de « l'émetteur doit sélectionner dans les tableaux 5-1 ou 5-2 un facteur d'émission correspondant au type de charbon utilisé » par « le facteur d'émission doit être celui déterminé au tableau 5-3 prévu à QC.5.6 »;

e) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1° de QC.5.4, de « une entreprise, »;

f) par le remplacement de l'intitulé de QC.5.5 par ce qui suit :

« **QC.5.5. Méthodes d'estimation des données manquantes**

Lorsqu'une donnée relative à la quantité totale de charbon achetée est manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

QC.5.6. Tableaux »;

g) par la suppression, dans les parenthèses qui précèdent les tableaux 5-1 et 5-2, de « et c »;

h) par l'ajout, après le tableau 5-2, du tableau suivant :

« **Tableau 5-3. Facteurs d'émission de CH₄ pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon provenant de l'extérieur des États-unis et du Canada**

(QC.5.3, 2^o, c)

Facteurs d'émission de CH₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes /tonne métrique)	
Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
0,279	1,472

»;

6^o dans la partie QC.6 :

a) par l'insertion, dans le paragraphe 4^o du premier alinéa de QC.6.2 et après « carbone », de « moyenne »;

b) par l'ajout, après le paragraphe 5^o du premier alinéa de QC.6.2, des paragraphes suivants :

« 6^o le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.6.5 ont été utilisées;

7^o les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 1^o, en tonnes métriques;

- b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 5°, en tonnes métriques en équivalent CO₂. »;
- c) par le remplacement de QC.6.3.2 par ce qui suit :

« QC.6.3.2. Calcul par bilan des matières premières

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène peuvent être calculées par un bilan des matières premières à l'aide des équations 6-1 à 6-3 selon le type de matières premières :

1° dans le cas des matières premières gazeuses, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-1 :

Équation 6-1

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} Q_j \times TC_j \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène, en tonnes métriques;

j = Mois;

Q_j = Quantité de matière première gazeuse consommée dans le mois *j*, en mètres cubes aux conditions de référence;

TC_j = Teneur en carbone moyenne de la matière première d'après les résultats d'analyse pour le mois *j* et mesurée par l'émetteur conformément à QC.6.4, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;

MM = Masse moléculaire de la matière première, en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit en kilogrammes par unité de temps, remplacer $\left[\frac{MM}{CVM} \right]$ par 1;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole, aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas des matières premières liquides, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-2 :

Équation 6-2

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} Q_j \times TC_j \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène, en tonnes métriques;

j = Mois;

Q_j = Quantité de matière première liquide consommée dans le mois *j*, en kilolitres;

TC_j = Teneur en carbone moyenne de la matière première d'après les résultats d'analyse pour le mois *j* et mesurée par l'émetteur conformément à QC.6.4, en kilogrammes de carbone par kilolitre de matière première;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° dans le cas des matières premières solides, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-3 :

Équation 6-3

$$CO_2 = \sum_{j=1}^{12} Q_j \times TC_j \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'hydrogène, en tonnes métriques;

j = Mois;

Q_j = Quantité de matière première solide consommée dans le mois j , en kilogrammes;

TC_j = Teneur en carbone moyenne de la matière première d'après les résultats d'analyse pour le mois j et mesurée par l'émetteur conformément à QC.6.4, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques. »;

d) par le remplacement, dans le paragraphe 2° de QC.6.4, de « en utilisant les méthodes prévues à QC.1.5.5 » par « moyenne en utilisant les méthodes prévues au paragraphe 5° »;

e) par le remplacement, dans le paragraphe 3° de QC.6.4, de « mesurer » par « déterminer »;

f) par l'ajout, après le paragraphe 3° de QC.6.4, des paragraphes suivants :

« 4° déterminer trimestriellement la quantité de CO_2 et de monoxyde de carbone transférés hors site;

5° utiliser les méthodes d'analyse suivantes afin de mesurer la teneur en carbone moyenne de chaque type de matières premières :

- a) dans le cas des matières premières solides, conformément aux normes ASTM D2013 / D2013M - 09 intitulée « Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis », ASTM D2234 / D2234M - 10 intitulée « Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal », ASTM D3176-09 intitulée « Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke », ASTM D6609-08 intitulée « Standard Guide for Part-Stream Sampling of Coal », ASTM D6883-04 intitulée « Standard Practice for Manual Sampling of Stationary Coal from Railroad Cars, Barges, Trucks, or Stockpiles » ou ASTM D7430-10b intitulée « Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal »;
- b) dans le cas des matières premières liquides, conformément aux normes ASTM D2597-10 intitulée « Standard Test Method for Analysis of Demethanized Hydrocarbon Liquid Mixtures Containing Nitrogen and Carbon Dioxide by Gas Chromatography », ASTM D4057-06 intitulée « Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products », ASTM D4177-95 (2010) intitulée « Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products », ISO 3170:2004 intitulée « Produits pétroliers liquides -- Échantillonnage manuel » ou ISO 3171:1988 intitulée « Produits pétroliers liquides -- Échantillonnage automatique en oléoduc »;
- c) dans le cas des matières premières gazeuses, conformément aux normes UOP539-97 intitulée « Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography » ou GPA 2261-00 intitulée « Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography ». »;
- g) par l'ajout, après QC.6.4, de ce qui suit :

« QC.6.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° pour chaque donnée de matières premières consommées manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

3° chaque donnée de teneur en carbone ou masse moléculaire manquante doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante. »;

7° dans la partie QC.7 :

a) par le remplacement, dans QC.7.1, de « et les procédés de production de coke métallurgique » par « , les procédés de production de coke métallurgique et les procédés de cuisson des boulettes de concentré »;

b) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2, de « à coke utilisé » par « de coke utilisé »;

c) par la suppression des sous-paragraphes *c* et *d* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2;

d) par le remplacement du sous-paragraphe *g* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *g*) les quantités des autres sous-produits de fours à coke, tels que le goudron minéral et l'huile légère, transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

e) par l'insertion, après le sous-paragraphe *g* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2, du sous-paragraphe suivant :

« *g.1*) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques; »;

f) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *h* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2, de « sous-paragraphes *b* à *g* » par « sous-paragraphes *b* à *g.1* »;

g) par l'ajout, après le sous-paragraphe *h* du paragraphe 2° du premier alinéa de QC.7.2, du sous-paragraphe suivant :

« *h.1*) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et les méthodes d'estimation de ces derniers; »;

h) par le remplacement des paragraphes 3^o à 5^o du premier alinéa de QC.7.2 par les paragraphes suivants :

« 3^o dans le cas de la production d'acier par convertisseur à oxygène :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production d'acier par convertisseur à oxygène, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de fer liquide et d'acier recyclé, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle de chaque matière première qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

d) la production annuelle d'acier, en tonnes métriques;

e) la quantité de laitier produit, en tonnes métriques;

f) la quantité de gaz des convertisseurs à oxygène transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

g) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

h) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production du fer ou de l'acier visées aux sous-paragraphes *b* à *g* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

i) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

4^o dans le cas de la production d'aggloméré :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

b) la quantité annuelle de chaque matière qui contient du carbone, qui entre dans la production d'aggloméré et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle de chaque matière première utilisée pour la production d'aggloméré, autre que les matières qui contiennent du carbone, en tonnes métriques;

d) la production annuelle d'aggloméré, en tonnes métriques;

e) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

f) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production d'aggloméré visées aux sous-paragraphe *b* à *e* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

g) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

5° dans le cas de la production d'acier dans des fours à arc électrique :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production d'acier dans un four à arc électrique, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de boulettes de fer obtenues par réduction directe, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle d'acier recyclé, en tonnes métriques;

d) la consommation annuelle de chaque agent de flux, en tonnes métriques;

e) la consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;

f) la consommation annuelle de chaque matière première qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

g) la production annuelle d'acier, en tonnes métriques;

h) la quantité de laitier produit, en tonnes métriques;

i) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

j) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production de l'acier visées aux sous-paragraphes *b* à *i* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

k) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

6° dans le cas du procédé de décarburation à l'argon-oxygène de l'acier liquide :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la décarburation à l'argon-oxygène de l'acier liquide, en tonnes métriques;

b) la quantité annuelle d'acier liquide introduit dans le procédé, en tonnes métriques;

c) la teneur en carbone de l'acier liquide introduit avant la décarburation, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide;

d) la teneur en carbone de l'acier liquide après la décarburation, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide;

e) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

f) la teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

g) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

7° dans le cas de la production de fer selon le procédé de réduction directe :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de minerai ou de boulettes, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle de chaque matière première, autre que le minerai ou les boulettes, qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

d) la production annuelle de boulettes de fer réduites, en tonnes métriques;

e) la quantité annuelle de sous-produits non métalliques, en tonnes métriques;

f) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

g) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production du fer visées aux sous-paragraphes *b* à *f* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

h) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

8° dans le cas de la production de fer selon le procédé de haut fourneau :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de fer par le procédé de haut fourneau, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de minerai ou de boulettes, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle de chaque matière première, autre que le minerai ou les boulettes, qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

d) la consommation annuelle de chaque agent de flux, en tonnes métriques;

e) la production annuelle de fer, en tonnes métriques;

f) la quantité annuelle de sous-produits non métalliques, en tonnes métriques;

g) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

h) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production du fer visées aux sous-paragraphe *b* à *g* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

i) les facteurs d'émission de CH₄ déterminés par l'émetteur et leurs méthodes d'estimation;

9° dans le cas du procédé de cuisson des boulettes de concentré :

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la cuisson des boulettes de concentré, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de boulettes non cuites, en tonnes métriques;

c) la production annuelle de chaque type de boulettes cuites, en tonnes métriques;

d) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

e) la teneur en carbone des matières nécessaires à la production de boulettes visées aux sous-paragraphe *b* à *d* et des matières dérivées de celles-ci, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

f) les quantités annuelles de chaque matière première consommée, autre que les boulettes non cuites, en tonnes métriques;

g) les émissions annuelles relatives à chaque type de boulettes de concentré produites, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

10° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.7.6 ont été utilisées;

11° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux sous-paragraphes *a* des paragraphes 2^o à 9^o, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au sous-paragraphe *b* du paragraphe 1^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de CH₄ autres correspondant au total des émissions visées aux sous-paragraphes *a* des paragraphes 2^o à 9^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

12^o la quantité annuelle d'acier produit à la sortie de chaque laminoir, en tonnes métriques;

13^o la quantité annuelle d'acier forgé produit, en tonnes métriques. »;

i) par le remplacement du deuxième alinéa de QC.7.2 par ce qui suit :

« Le sous-paragraphe *h* du paragraphe 2^o, le sous-paragraphe *h* du paragraphe 3^o, le sous-paragraphe *f* du paragraphe 4^o, le sous-paragraphe *j* du paragraphe 5^o, les sous-paragraphes *c*, *d* et *f* du paragraphe 6^o, le sous-paragraphe *g* du paragraphe 7^o, le sous-paragraphe *h* du paragraphe 8^o et le sous-paragraphe *e* du paragraphe 9^o du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions. »;

j) par le remplacement de QC.7.3 et QC.7.4 par ce qui suit :

« QC.7.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.7.3.1 et QC.7.3.2.

QC.7.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.7.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré peuvent être calculées selon les méthodes prévues aux paragraphes 1^o à 9^o selon le procédé utilisé, soit :

1^o dans le cas des procédés de première fusion de fer et d'acier, des procédés de seconde fusion d'acier, des procédés de production de fer, des procédés de production de coke métallurgique et des procédés de cuisson des boulettes de concentré, selon l'équation 7-1 :

Équation 7-1

$$CO_2 = CO_{2,COKE} + CO_{2,CO} + CO_{2,AGGL} + CO_{2,FAE} + CO_{2,DAO} + CO_{2,FRD} + CO_{2,HF} + CO_{2,CB}$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré, en tonnes métriques;

CO_{2,COKE} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de coke métallurgique, calculées conformément à l'équation 7-2, en tonnes métriques;

$CO_{2, CO}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acier par convertisseur à oxygène, calculées conformément à l'équation 7-3, en tonnes métriques;

$CO_{2, AGGL}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'aggloméré, calculées conformément à l'équation 7-4, en tonnes métriques;

$CO_{2, FAE}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acier à l'aide de four à arc électrique, calculées conformément à l'équation 7-5, en tonnes métriques;

$CO_{2, DAO}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de décarburation à l'argon-oxygène, calculées conformément à l'équation 7-6, en tonnes métriques;

$CO_{2, FRD}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer par réduction directe, conformément à l'équation 7-7, en tonnes métriques;

$CO_{2, HF}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer par le procédé de haut fourneau, calculées conformément à l'équation 7-8, en tonnes métriques;

$CO_{2, CB}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de cuisson des boulettes de concentré, calculées conformément à l'équation 7-9, en tonnes métriques;

2° dans le cas de la production de coke métallurgique, selon l'équation 7-2 :

Équation 7-2

$$CO_{2,COKE} = \left[(CC \times TC_{CC}) - (GC \times TC_{GC}) - (PC \times TC_{PC}) - (R \times TC_R) - \sum_{i=1}^n (SFC_i \times TC_{SFC,i}) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,COKE}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;

CC = Consommation annuelle de charbon à coke, en tonnes métriques;

TC_{CC} = Teneur en carbone du charbon à coke, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de charbon à coke;

GC = Quantité de gaz de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

TC_{GC} = Teneur en carbone des gaz de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz de cokerie;

PC = Production annuelle de coke métallurgique, en tonnes métriques;

TC_{PC} = Teneur en carbone du coke métallurgique, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke métallurgique;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système de captation et d'épuration, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

SFC_i = Quantité de sous-produits i des fours de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

$TC_{SFC,i}$ = Teneur en carbone du sous-produit i des fours de cokerie transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit i ;

n = Nombre de sous-produits des fours de cokerie transférés hors de l'établissement au cours de l'année;

i = Type de sous-produit;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

3^o dans le cas de la production d'acier par convertisseur à oxygène, selon l'équation 7-3 :

Équation 7-3

$$CO_{2,CO} = \left[(FL \times TC_{FL}) + (AR \times TC_{AR}) + (AF \times TC_{AF}) + (MC \times TC_{MC}) \right. \\ \left. - (AL \times TC_{AL}) - (LA \times TC_{LA}) - (GCO \times TC_{GCO}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,CO}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acier par convertisseur à oxygène, en tonnes métriques;

FL = Consommation annuelle de fer liquide en fusion, en tonnes métriques;

TC_{FL} = Teneur en carbone du fer liquide en fusion, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer liquide en fusion;

AR = Consommation annuelle d'acier recyclé, en tonnes métriques;

TC_{AR} = Teneur en carbone de l'acier recyclé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier recyclé;

AF = Quantité annuelle de chaque agent de flux utilisé, en tonnes métriques;

TC_{AF} = Teneur en carbone de chaque agent de flux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent de flux;

MC = Consommation annuelle de chaque matière carbonée qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_{MC} = Teneur en carbone de chaque matière carbonée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière carbonée;

AL = Production annuelle d'acier liquide en fusion, en tonnes métriques;

TC_{AL} = Teneur en carbone de l'acier liquide en fusion, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide en fusion;

LA = Production annuelle de laitier, en tonnes métriques;

TC_{LA} = Teneur en carbone du laitier, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de laitier;

GCO = Quantité de gaz des convertisseurs à oxygène transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

TC_{GCO} = Teneur en carbone des gaz convertisseurs à oxygène transférés hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de gaz convertisseurs à oxygène;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

4° dans le cas de la production d'aggloméré, selon l'équation 7-4 :

Équation 7-4

$$CO_{2,AGGL} = \left[\sum_{i=1}^n (MC_i \times TC_{MC,i}) + \sum_{j=1}^m (MP_j \times TC_{MP,j}) - (AGGL \times TC_{AGGL}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,AGGL}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

MC_i = Consommation annuelle de chaque matière carbonée qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_{MC} = Teneur en carbone de chaque matière carbonée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière carbonée;

n = Nombre de matières premières carbonées;

i = Type de matière première carbonée;

m = Nombre de matières premières, autres que les matières carbonées;

j = Type de matière première, autre que les matières carbonées;

MP_j = Consommation annuelle de matière première j , autre que les matières carbonées, nécessaire à la production d'aggloméré, telle que le gaz naturel ou le mazout, en tonnes métriques;

$TC_{MP,j}$ = Teneur en carbone de la matière première j autre que les matières carbonées, nécessaire à la production d'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première j ;

$AGGL$ = Production d'aggloméré, en tonnes métriques;

TC_{AGGL} = Teneur en carbone de l'aggloméré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'aggloméré;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

5° dans le cas de la production d'acier à l'aide de four à arc électrique, selon l'équation 7-5 :

Équation 7-5

$$CO_{2,FAE} = \left[(F \times TC_F) + (AR \times TC_{AR}) + (AF \times TC_{AF}) + (EC \times TC_{EC}) + \sum_{i=1}^n (MC_i \times TC_{MC,i}) - (AL \times TC_{AL}) - (LA - TC_{LA}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,FAE}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acier à l'aide de four à arc électrique, en tonnes métriques;

F = Consommation annuelle de boulettes de fer obtenues par réduction directe, en tonnes métriques;

TC_F = Teneur en carbone des boulettes de fer obtenues par réduction directe, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de boulettes de fer obtenues par réduction directe;

AR = Consommation annuelle d'acier recyclé, en tonnes métriques;

TC_{AR} = Teneur en carbone de l'acier recyclé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier recyclé;

AF = Quantité annuelle de chaque agent de flux utilisé, en tonnes métriques;

TC_{AF} = Teneur en carbone de chaque agent de flux utilisé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent de flux;

EC = Consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;

TC_{EC} = Teneur en carbone des électrodes de carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;

n = Nombre total de matières carbonées;

i = Matière carbonée;

MC_i = Consommation annuelle de la matière carbonée i qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MC,i}$ = Teneur en carbone de la matière carbonée i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière carbonée;

AL = Production annuelle d'acier liquide en fusion, en tonnes métriques;

TC_{AL} = Teneur en carbone de l'acier liquide en fusion, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide en fusion;

LA = Production annuelle de laitier, en tonnes métriques;

TC_{LA} = Teneur en carbone du laitier, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de laitier;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

6° dans le cas du procédé de décarburation à l'argon-oxygène, selon l'équation 7-6 :

Équation 7-6

$$CO_{2,DAO} = [AL \times (TC_{AL,in} - TC_{AL,out}) - (R \times TC_R)] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,DAO}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de décarburation à l'argon-oxygène, en tonnes métriques;

AL = Quantité d'acier liquide en fusion introduit dans le procédé de décarburation à l'argon-oxygène, en tonnes métriques;

$TC_{AL,in}$ = Teneur en carbone de l'acier liquide avant la décarburation, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide en fusion;

$TC_{AL,out}$ = Teneur en carbone de l'acier liquide après la décarburation, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide en fusion;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

7° dans le cas de la production de fer par réduction directe, selon l'équation 7-7 :

Équation 7-7

$$CO_{2,FRD} = \left[(MIN \times TC_{MIN}) + \sum_{i=1}^n (MP_i \times TC_{MP,i}) + \sum_{j=1}^m (MC_j \times TC_{MC,j}) - (FRD \times TC_{FRD}) - (SNM \times TC_{SNM}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,FRD}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

MIN = Consommation annuelle de minerai ou de boulettes, en tonnes métriques;

TC_{MIN} = Teneur en carbone du minerai ou des boulettes, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai ou de boulettes;

n = Nombre de matières premières, autres que les matières carbonées et le minerai;

i = Type de matière première, autre que les matières carbonées et le minerai;

MP_i = Consommation annuelle de matière première i , autre que les matières carbonées et le minerai, telle que le gaz naturel ou le mazout, en tonnes métriques;

$TC_{MP,i}$ = Teneur en carbone de la matière première i , autre que les matières carbonées et le minerai, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première i ;

m = Nombre de matières carbonées;

j = Type de matière carbonée;

MC_j = Consommation annuelle de chaque matière carbonée j qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MC,j}$ = Teneur en carbone de chaque matière carbonée j , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière carbonée j ;

FRD = Production annuelle de fer par réduction directe, en tonnes métriques;

TC_{FRD} = Teneur en carbone du fer produit par réduction directe, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer produit par réduction directe;

SNM = Production annuelle de sous-produits non métalliques, en tonnes métriques;

TC_{SNM} = Teneur en carbone des sous-produits non métalliques, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produits non métalliques;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

8° dans le cas de la production de fer par le procédé de haut fourneau, selon l'équation 7-8 :

Équation 7-8

$$CO_{2,HF} = \left[\sum_{i=1}^n (MP_i \times TC_{MP,i}) + \sum_{j=1}^m (MC_j \times TC_{MC,j}) + \sum_{k=1}^p (AF_k \times TC_{AF,k}) + (MIN \times TC_{MIN}) - (FHF \times TC_{FHF}) - (SNM \times TC_{SNM}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,HF}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de fer par le procédé de haut fourneau, en tonnes métriques;

n = Nombre de matières premières, autres que les matières carbonées et le minerai;

i = Type de matière première, autre que les matières carbonées et le minerai;

MP_i = Consommation annuelle de matière première i , autre que les matières carbonées et le minerai, en tonnes métriques;

$TC_{MP,i}$ = Teneur en carbone de la matière première i , autre que les matières carbonées et le minerai, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première i ;

m = Nombre de matières carbonées;

j = Type de matière carbonée;

MC_j = Consommation annuelle de chaque matière carbonée j qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MC,j}$ = Teneur en carbone de chaque matière carbonée j , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière carbonée j ;

p = Nombre d'agents de flux;

k = Type d'agent de flux;

AF_k = Quantité annuelle de chaque agent de flux k utilisé, en tonnes métriques;

$TC_{AF,k}$ = Teneur en carbone de chaque agent de flux k , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent de flux k ;

MIN = Consommation annuelle de minerai ou de boulettes, en tonnes métriques;

TC_{MIN} = Teneur en carbone du minerai ou des boulettes, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai ou de boulettes;

FHF = Production annuelle de fer par le procédé de haut fourneau, en tonnes métriques;

TC_{FHF} = Teneur en carbone du fer produit par le procédé de haut fourneau, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer produit par le procédé de haut fourneau;

SNM = Production annuelle de sous-produits non métalliques, en tonnes métriques;

TC_{SNM} = Teneur en carbone des sous-produits non métalliques, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produits non métalliques;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

9° dans le cas du procédé de cuisson des boulettes de concentré, selon l'équation 7-9 :

Équation 7-9

$$CO_{2,CB} = [(BNC \times TC_{BNC}) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R)] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,CB}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de cuisson des boulettes de concentré, en tonnes métriques;

BNC = Consommation de boulettes non cuites, en tonnes métriques;

TC_{BNC} = Teneur en carbone des boulettes non cuites, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de boulettes non cuites;

BC = Quantité de boulettes cuites par le procédé de cuisson, en tonnes métriques;

TC_{BC} = Teneur en carbone des boulettes cuites, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de boulettes cuites;

R = Quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;

TC_R = Teneur en carbone des résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.7.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.7.4.1 et QC.7.4.2.

QC.7.4.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.7.4.2. Calcul par facteurs d'émission spécifiques à l'établissement

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, aux procédés de seconde fusion d'acier, aux procédés de production de fer, aux procédés de production de coke métallurgique et aux procédés de cuisson des boulettes de concentré peuvent être calculées à l'aide de facteurs d'émission spécifiques à l'établissement et déterminés par l'émetteur.

QC.7.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.7.5.1. Teneur en carbone

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du fer ou de l'acier ou qui opère un procédé de cuisson de boulettes de concentré doit utiliser les données indiquées par le fournisseur ou déterminer la teneur en carbone en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs selon les méthodes suivantes :

1° dans le cas des combustibles fossiles, conformément à QC.1.5.5;

2° dans le cas des sous-produits nécessaires à la production de fer et d'acier, tels que les gaz de haut fourneau, les gaz de cokerie, le goudron minéral, l'huile légère, la poussière de coke et les gaz d'échappement d'aggloméré, en mesurant à plus ou moins 5% la teneur en carbone du combustible à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu ou selon les méthodes prévues à QC.1.5.1 et QC.1.5.5;

3° dans le cas des agents de flux tels que le calcaire ou la dolomite, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;

4° dans le cas du charbon, du coke et des électrodes de carbone utilisées dans les fours à arc électrique, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal » ou, dans le cas des combustibles, des matières premières ou des produits liquides, conformément à la norme ASTM D7582-10 intitulée « Standard Test Methods for Proximate Analysis of Coal and Coke by Macro Thermogravimetric Analysis »;

5° dans le cas du fer et de l'acier recyclé, conformément à la norme ASTM E1019-08 intitulée « Standard Test Methods for Determination of Carbon, Sulfur, Nitrogen, and Oxygen in Steel, Iron, Nickel, and Cobalt Alloys by Various Combustion and Fusion Techniques »;

6° dans le cas de l'acier produit, conformément à l'une des méthodes suivantes :

a) la norme ASM CS- 104 UNS G10460 intitulée « Carbon Steel of Medium Carbon Content » et publiée par ASM International;

b) la norme ISO/TR 15349-1:1998 intitulée « 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) »;

c) la norme ISO/TR 15349-3:1998 intitulée « 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) »;

d) la norme ASTM E415-08 intitulée « Standard Test Method for Atomic Emission Vacuum Spectrometric Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel »;

7° dans le cas des boulettes de concentré cuites ou non cuites, conformément à la norme ASTM E1915-09 intitulée « Standard Test Methods for Analysis of Metal Bearing Ores and Related Materials for Carbon, Sulfur, and Acid-Base Characteristics ».

QC.7.5.2. Consommation de matières

L'émetteur doit déterminer les quantités de matières solides, liquides et gazeuses et les quantités de sous-produits utilisés pour la production de fer ou d'acier ou issus de cette production à l'aide du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.7.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, elle doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité de matières premières consommées mensuellement, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés. »;

8° dans la partie QC.8 :

a) par le remplacement de QC.8.1 par ce qui suit :

« QC.8.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production de tous les types de chaux, à l'exception des fours à chaux utilisés dans une fabrique de pâtes et papiers et des procédés de traitement des boues contenant du carbonate de calcium. »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 2° du premier alinéa de QC.8.2, de « de la chaux vive » par « de chaux »;

c) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 3° du premier alinéa de QC.8.2 et après « mensuelles », de « et annuelle »;

d) par l'ajout, après le sous-paragraphe *d* du paragraphe 4° du premier alinéa de QC.8.2, du sous-paragraphe suivant :

« e) les quantités annuelles de sous-produits calcinés et de résidus vendus, en tonnes métriques; »;

e) par l'ajout, après le paragraphe 6° du premier alinéa de QC.8.2, des paragraphes suivants :

« 7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.8.5 ont été utilisées;

8° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 5° et 6°, en tonnes métriques en équivalent CO₂. »;

f) par la suppression du deuxième alinéa de QC.8.2;

g) par la suppression, dans la partie du paragraphe 1° de QC.8.3.2 qui précède l'équation 8-1, de « vive »;

h) par le remplacement de l'équation 8-1 dans le paragraphe 1° de QC.8.3.2 par l'équation suivante :

« Équation 8-1

$$CO_2 = \sum_i^{12} \sum_j^k [C \times FE_C]_{ij} + \sum_x^4 \sum_y^z [SPC \times FE_{SPC}]_{xy}$$

Où :

CO_2 = Émissions de CO_2 attribuables à l'utilisation des fours, en tonnes métriques;

i = Mois;

k = Nombre total de types de chaux;

j = Type de chaux;

C = Production de chaux j pour le mois i , en tonnes métriques;

FE_C = Facteur d'émission de CO_2 de la chaux j pour le mois i , calculé conformément à l'équation 8-2, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de chaux;

x = Trimestre;

z = Nombre total de types de sous-produits calcinés et de résidus;

y = Type de sous-produits calcinés et de résidus;

SPC = Production de sous-produits calcinés et de résidus y générés pour le trimestre x , incluant la poussière des fours à chaux, les boues de lavage et les autres résidus calcinés, en tonnes métriques;

FE_{SPC} = Facteur d'émission de CO_2 des sous-produits calcinés et des résidus y pour le trimestre x , calculé conformément à l'équation 8-3, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus; »;

i) par le remplacement du sous-paragraphe a du paragraphe 1° de QC.8.3.2 par ce qui suit :

« a) le facteur d'émission de CO₂ mensuel de la chaux (FE_C) doit être calculé, pour chaque type de chaux, selon l'équation 8-2 :

Équation 8-2

$$FE_C = (CaO_C \times 0,785) + (MgO_C \times 1,092)$$

Où :

FE_C = Facteur d'émission de CO₂ mensuel de la chaux, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de chaux;

CaO_C = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans la chaux, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de chaux;

0,785 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport à l'oxyde de calcium;

MgO_C = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans la chaux, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de chaux;

1,092 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport à l'oxyde de magnésium; »;

j) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1° de QC.8.4, de « une entreprise, »;

k) par le remplacement, dans le paragraphe 1° de QC.8.4, de « , la norme ASTM C1301-95 (2009) e1 intitulée « Standard Test Method for Major and Trace Elements in Limestone and Lime by Inductively Coupled Plasma-Atomic Emission Spectroscopy (ICP) and Atomic Absorption (AA) » ou la norme ASTM C1271-99 (2006) intitulée « Standard Test Method for X-ray Spectrometric Analysis of Lime and Limestone » » par « ou au document « CO₂ Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry » publié par la National Lime Association et révisé en février 2008 »;

l) par l'ajout, après le paragraphe 5° de QC.8.4, du paragraphe suivant :

« 6° suivre les procédures d'assurance qualité et de contrôle de la qualité prévues dans le document « CO₂ Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry » publié par la National Lime Association et révisé en février 2008. »;

m) par l'ajout, après QC.8.4, de ce qui suit :

« QC.8.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° pour chaque donnée manquante de la quantité de chaux produite et de la quantité de sous-produits calcinés et de résidus, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

3° pour les données nécessaires à l'estimation des teneurs mensuelles d'oxyde de calcium et d'oxyde de magnésium, une nouvelle analyse doit être effectuée. »;

9° dans la partie QC.9 :

a) par le remplacement, dans QC.9.1, de « d'asphalte » par « de bitume »;

b) par l'ajout, à la fin de QC.9.1, de l'alinéa suivant :

« Sont exclues toutes les installations qui distillent uniquement des produits contaminés, c'est-à-dire des produits devenus hors normes lorsque mélangés avec un ou des produits de spécifications différentes lors de leur transport par pipeline. »;

c) par l'insertion, dans le paragraphe 2° de QC.9.2 et après « CO₂ », de « , de CH₄ et de N₂O »;

d) par l'insertion, après le paragraphe 6° de QC.9.2, du paragraphe suivant :

« 6.1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de production d'hydrogène, calculées conformément à QC.6, en tonnes métriques; »;

e) par le remplacement, dans le paragraphe 8° de QC.9.2, de « hors sol » par « de stockage »;

f) par l'ajout, après le paragraphe 13° de QC.9.2, des paragraphes suivants :

« 14° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de la calcination du coke, en tonnes métriques;

15° les émissions annuelles de CH₄ provenant des réseaux de purge, en tonnes métriques;

16° les émissions annuelles de CH₄ provenant des opérations de chargement, en tonnes métriques;

17° les émissions annuelles de CH₄ provenant de la cokéfaction différée, en tonnes métriques;

18° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.9.5 ont été utilisées;

19° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 2°, 6.1°, 14° et 17°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 1° et 6°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3° à 5°, 7° à 11° et 15° et 16°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

20° la quantité annuelle de pétrole brut raffiné, en kilolitres;

21° la charge totale d'alimentation de la raffinerie, en kilolitres. »;

g) par le remplacement de QC.9.3.1 par ce qui suit :

« QC.9.3.1. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs »

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs d'une installation munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions doivent être calculées conformément à QC.1.3.4 ou, en l'absence de tel système, conformément aux méthodes suivantes selon le type de procédé :

1° dans le cas des procédés de régénération continue d'un catalyseur d'unités de craquage catalytique en lit fluidisé et d'unités de cokéfaction fluide :

a) en utilisant la consommation moyenne de coke brûlé, selon les équations 9-1, 9-2 et 9-3 :

Équation 9-1

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n (CB_j)_n \times TC \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de régénération continue d'un catalyseur d'unités de craquage catalytique en lit fluidisé et d'unités de cokéfaction fluide, en tonnes métriques;

n = Nombre d'heures d'exploitation au cours de l'année;

j = Heure;

CB_j = Consommation horaire de coke brûlé durant l'heure *j*, calculée conformément à l'équation 9-2 ou déterminée par l'émetteur, en kilogrammes;

TC = Teneur en carbone du coke brûlé, en kilogrammes de carbone par kilogramme de coke brûlé;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 9-2

$$CB_j = K_1 Q_r \times (\%CO_2 + \%CO) + K_2 Q_a - K_3 Q_r \times (\%CO/2 + \%CO_2 + \%O_2) + K_3 Q_{oxy} \times \%O_{2, oxy}$$

Où :

CB_j = Consommation horaire de coke brûlé, en kilogrammes;

K_1, K_2, K_3 = Bilan de matière et facteurs de conversion (K_1, K_2 et K_3) indiqués au tableau 9-1 prévu à QC.9.6;

Q_r = Débit volumétrique de gaz de régénération avant l'entrée dans le système antipollution, calculé conformément à l'équation 9-3 ou mesuré en continu, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

$\%CO_2$ = Concentration en CO_2 de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO_2 par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

$\%CO$ = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

Q_a = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

$\%O_2$ = Concentration en oxygène de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

Q_{oxy} = Débit volumétrique d'oxygène au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

$\%O_{2,oxy}$ = Concentration en oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène du régénérateur, exprimée en pourcentage par volume sur une base sèche;

Équation 9-3

$$Q_r = \frac{[79 \times Q_a + (100 - \%O_{2,oxy}) \times Q_{oxy}]}{[100 - \%CO_2 - \%CO - \%O_2]}$$

Où :

Q_r = Débit volumétrique de gaz de régénération du régénérateur avant l'entrée dans le système antipollution, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

79 = Proportion d'azote dans l'air, exprimée en pourcentage;

Q_a = Débit volumétrique d'air au régénérateur, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

$\%O_{2,oxy}$ = Concentration en oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz d'alimentation sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

Q_{oxy} = Débit volumétrique d'oxygène au point d'alimentation d'air enrichi en oxygène, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

$\%CO_2$ = Concentration en CO_2 de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO_2 par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

%CO = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage.

Dans le cas où aucun combustible d'appoint n'est brûlé et que l'émetteur n'utilise pas un système de mesure et d'enregistrement en continu de la concentration en monoxyde de carbone, le pourcentage est de zéro;

%O₂ = Concentration en oxygène de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes d'oxygène par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

b) en utilisant les concentrations de CO₂ et de monoxyde de carbone dans l'échappement du régénérateur, selon l'équation 9-3.1 :

Équation 9-3.1

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n \left[Q_r \times \left(\frac{\%CO_2 + \%CO}{100\%} \right) \right]_j \times \frac{44}{CVM} \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de régénération continue d'un catalyseur d'unités de craquage catalytique en lit fluidisé et d'unités de cokéfaction fluide, en tonnes métriques;

n = Nombre d'heures d'exploitation au cours de l'année;

j = Heure;

Q_r = Débit volumétrique de gaz de régénération du régénérateur avant l'entrée dans le système antipollution, en mètres cubes par minute, aux conditions de référence et sur une base sèche;

%CO₂ = Concentration en CO₂ de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de CO₂ par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage;

%CO = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage.

Dans le cas où il n'y a aucun appareil de post-combustion, le pourcentage est de zéro;

44 = Masse moléculaire du CO₂, en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2^o dans le cas des procédés de régénération périodique de catalyseurs, selon l'équation 9-4 :

Équation 9-4

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n (CB_i)_n \times TC \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de régénération périodique de catalyseurs, en tonnes métriques;

n = Nombre de cycles de régénération au cours de l'année;

i = Cycle de régénération;

CB_i = Quantité de coke brûlé, en kilogrammes par cycle de régénération *i*;

TC = Teneur en carbone du coke brûlé, mesuré ou estimé par l'émetteur, ou valeur par défaut de 0,94 kg de carbone par kilogramme de coke brûlé;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° dans le cas des procédés de régénération continue de catalyseurs utilisés pour d'autres opérations que le craquage catalytique en lit fluidisé et la cokéfaction fluide, selon l'équation 9-5 :

Équation 9-5

$$CO_2 = TRC \times (TC_{usés} - TC_{régén}) \times H \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de régénération continue de catalyseurs utilisés pour d'autres opérations que le craquage catalytique en lit fluidisé et la cokéfaction fluide, en tonnes métriques;

TRC = Taux moyen de régénération de catalyseurs, en tonnes métriques par heure;

TC_{usés} = Teneur en carbone des catalyseurs usés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseurs usés;

TC_{régén} = Teneur en carbone des catalyseurs régénérés, en kilogrammes de carbone par kilogramme de catalyseurs régénérés.

Dans le cas où aucune teneur en carbone du catalyseur régénéré n'est détectée, la teneur en carbone de ce catalyseur est de zéro;

H = Nombre d'heures d'opération du régénérateur au cours de l'année;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

4° les émissions CH₄ attribuables à la régénération de catalyseurs doivent être calculées selon l'équation 9-5.1 :

Équation 9-5.1

$$CH_4 = CO_2 \times \frac{FE_{CH_4}}{FE_{CO_2}}$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ provenant de la régénération de catalyseurs, en tonnes métriques;

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ provenant de la régénération de catalyseurs, calculées selon l'équation 9-1, en tonnes métriques;

FE_{CH₄} = Facteur d'émission de CH₄, soit 2,8 x 10⁻³ kg par gigajoule;

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂, soit 97 kg par gigajoule;

5° les émissions N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs doivent être calculées selon l'équation 9-5.2 :

Équation 9-5.2

$$N_2O = CO_2 \times \frac{FE_{N_2O}}{FE_{CO_2}}$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O provenant de la régénération de catalyseurs, en tonnes métriques;

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ provenant de la régénération de catalyseurs, calculées selon l'équation 9-1, en tonnes métriques;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O , soit $5,7 \times 10^{-4}$ kg par gigajoule;

FE_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 , soit 97 kg par gigajoule; »;

h) par l'insertion, dans la partie de QC.9.3.2 qui précède l'équation 9-6 et après « selon l'équation 9-6 », de « , pour chaque événement dont le débit contient plus de 2% en volume de CO_2 , plus de 0,5% en volume de CH_4 ou plus de 0,01% en volume de N_2O »;

i) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « MM_x » de l'équation 9-6 dans QC.9.3.2, de « ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit en kilogrammes par unité de temps, remplacer $\left[\frac{MM}{CVM} \right]$ par 1 »;

j) par le remplacement de QC.9.3.3 par ce qui suit :

« QC.9.3.3. Calcul des émissions de CO_2 et de CH_4 attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux

Les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux doivent être calculées en utilisant la méthode prévue au paragraphe QC.9.3.2, ou conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas des opérations de soufflage de produits bitumineux sans équipements antipollution, ou encore des activités de soufflage de produits bitumineux contrôlées par un système d'épuration des gaz à la vapeur, selon les équations 9-7 et 9-8 :

Équation 9-7

$$CO_2 = Q_{PB} \times FE_{PB,CO_2}$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux opérations non contrôlées de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;

Q_{PB} = Quantité annuelle de produits bitumineux soufflés, en millions de barils;

FE_{PB,CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 pour les opérations non contrôlées de soufflage de produits bitumineux, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 1 100 tonnes métriques par million de barils;

Équation 9-8

$$CH_4 = Q_{PB} \times FE_{PB,CH_4}$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables aux opérations non contrôlées de soufflage de produits bitumineux en tonnes métriques;

Q_{PB} = Quantité annuelle de produits bitumineux soufflés en millions de barils;

FE_{PB,CH_4} = Facteur d'émission CH_4 des opérations non contrôlées de soufflage de produits bitumineux, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 580 tonnes métriques par million de barils;

2° dans le cas des opérations de soufflage de produits bitumineux contrôlées par un système d'oxydation thermique ou par des torches, selon les équations 9-8.1 et 9-8.2, sauf si ces émissions sont déjà calculées conformément à QC.9.3.5 ou QC.1.3 :

Équation 9-8.1

$$CO_2 = Q_{PB} \times TC_{PB} \times 0,98 \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux opérations contrôlées de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;

Q_{PB} = Quantité annuelle de produits bitumineux soufflés, en millions de barils;

TC_{PB} = Teneur en carbone du produit bitumineux soufflé, déterminée par l'émetteur ou une valeur par défaut de 2 750 tonnes métriques par million de barils;

0,98 = Efficacité du système d'oxydation thermique ou des torches;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

Équation 9-8.2

$$CH_4 = Q_{PB} \times FE_{PB,CH_4} \times 0,02$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables aux opérations contrôlées de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;

Q_{PB} = Quantité annuelle de produits bitumineux soufflés, en millions de barils;

FE_{PB,CH_4} = Facteur d'émission de CH_4 des opérations de soufflage de produits bitumineux sans équipement antipollution, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 580 tonnes métriques par million de barils;

0,02 = Fraction de CH_4 non brûlé provenant du système d'oxydation thermique ou provenant des torches, en pourcentage exprimé sous la forme décimale. »;

k) par l'insertion, dans la définition du facteur « MM_{CO_2} » de l'équation 9-9 dans QC.9.3.4 et après « kilomole », de « ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit des gaz en kilogrammes par année, remplacer $\left[\frac{MM_{CO_2}}{CVM} \right]$ par 1 »;

l) par le remplacement de QC.9.3.5 à QC.9.3.9 par ce qui suit :

« QC.9.3.5. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches et autres équipements antipollution »

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1, à l'exception des émissions de CO₂ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches qui doivent être calculées, selon le type d'équipement utilisé, conformément aux méthodes suivantes :

1° dans le cas d'une torche munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit et des paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone du gaz ou dans le cas où ces paramètres sont mesurés au moins hebdomadairement, selon l'équation 9-10 :

Équation 9-10

$$CO_2 = \left[\sum_{p=1}^n \left(Torche_p \times \frac{MM_p}{CVM} \times TC_p \times 3,664 \right) \right] \times 0,98 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion d'un hydrocarbure à la torche, en tonnes métriques;

n = Nombre représentant la fréquence des mesures dont la valeur minimale est de 52 mesures hebdomadaires et la valeur maximale est de 366 mesures quotidiennes;

p = Période de mesure;

Torche_p = Volume du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure *p*, en mètres cubes aux conditions de référence;

MM_p = Masse moléculaire moyenne du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit du gaz de combustion en kilogrammes par période de mesure,

remplacer $\left[\frac{MM_n}{CVM} \right]$ par 1.

Si les mesures sont prises plus fréquemment que de façon quotidienne, la moyenne arithmétique des valeurs doit être utilisée;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit $24,06 \text{ m}^3$ par kilomole aux conditions de référence;

TC_p = Teneur en carbone moyenne du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz à la torche.

Si les mesures sont prises plus fréquemment que de façon quotidienne, la moyenne arithmétique des valeurs doit être utilisée;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

0,98 = Efficacité de la torche;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas d'une torche munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit et des paramètres permettant de déterminer le pouvoir calorifique supérieur du gaz ou dans le cas où ces paramètres sont mesurés au moins hebdomadairement, selon l'équation 9-11 :

Équation 9-11

$$CO_2 = \left[\sum_{p=1}^n (Torche_p \times PCS_p \times FE) \right] \times 0,98 \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion d'un hydrocarbure à la torche, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures dont la valeur minimale est de 52 mesures hebdomadaires et la valeur maximale est de 366 mesures quotidiennes;

p = Période de mesure;

$Torche_p$ = Volume du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en mètres cubes aux conditions de référence.

Si un débitmètre massique est utilisé, la masse moléculaire doit être mesurée et cette dernière et le débit massique doivent être convertis en débit volumique selon l'équation 9-12;

PCS_p = Pouvoir calorifique supérieur du gaz de combustion pendant la période de mesure p , en gigajoules par mètre cube;

FE = Facteur d'émission de CO_2 par défaut de 57 kg par gigajoule;

0,98 = Efficacité de la torche;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 9-12

$$Torche_p = Torche_p (kg) \times \frac{CVM}{MM_p}$$

Où :

$Torche_p$ = Volume du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en mètres cubes;

$Torche_p (kg)$ = Masse du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

MM_p = Masse moléculaire moyenne du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes par kilomole;

3° lorsqu'il n'est pas possible de mesurer les paramètres prévus aux équations 9-10 et 9-11 en raison du démarrage, de l'arrêt ou de défauts des équipements, la quantité de gaz rejetée aux torches doit être calculée pour chaque démarrage, arrêt et défaut et les émissions CO₂ doivent être calculées selon l'équation 9-13 :

Équation 9-13

$$CO_2 = \left[\sum_{p=1}^n \left((Torche_{DAD})_p \times \frac{MM_p}{CVM} \times TC_p \times 3,664 \right) \right] \times 0,98 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion d'un hydrocarbure à la torche lors des démarrages, arrêts et défauts, en tonnes métriques;

n = Nombre annuel de démarrages, arrêts et défauts;

p = Période de démarrage, arrêt ou défectuosité;

$(\text{Torche}_{\text{DAD}})_p$ = Volume du gaz de combustion à la torche par période p de démarrage, arrêt et défectuosité, en mètres cubes aux conditions de référence;

MM_p = Moyenne de la masse moléculaire du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

TC_p = Moyenne de la teneur en carbone du gaz de combustion à la torche pendant la période de mesure p , en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz à la torche;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,98 = Efficacité de la torche;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

4° les émissions de CH₄ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches doivent être calculées selon l'équation 9-14 :

Équation 9-14

$$CH_4 = CO_2 \times \frac{FE_{CH_4}}{FE_{CO_2}} + CO_2 \times \frac{0,02}{0,98} \times \frac{16}{44} \times f_{CH_4}$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, calculées selon les équations 9-10 à 9-12 ou conformément à QC.1, en tonnes métriques;

FE_{CH_4} = Facteur d'émission de CH_4 , soit $2,8 \times 10^{-3}$ kg par gigajoule;

FE_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 , soit 57 kg par gigajoule;

0,02/0,98 = Facteur de correction de l'efficacité de combustion aux torches;

16/44 = Facteur de correction du ratio de masse moléculaire du CH_4 par rapport au CO_2 ;

f_{CH_4} = Fraction du carbone dans le CH_4 des gaz provenant des torches avant la combustion, en kilogrammes de carbone dans le CH_4 des gaz à la torche par kilogramme de carbone dans les gaz à la torche, ou valeur par défaut de 0,4;

5° les émissions de N_2O attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches doivent être calculées selon l'équation 9-15 :

Équation 9-15

$$N_2O = CO_2 \times \frac{FE_{N_2O}}{FE_{CO_2}}$$

Où :

N_2O = Émissions annuelles de N_2O attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, calculées selon les équations 9-10 à 9-12 ou conformément à QC.1, en tonnes métriques;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O , soit $5,7 \times 10^{-4}$ kg par gigajoule;

FE_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 , soit 57 kg par gigajoule;

6° lorsque d'autres équipements ou procédés que les torches sont utilisés pour détruire les gaz à faible valeur calorifique, tels que des unités de cokéfaction, des gaz provenant du système de récupération de la vapeur, des boîtiers d'évent ou des réservoirs de stockage de produits, les émissions de CO₂ doivent être calculées selon l'équation 9-16 :

Équation 9-16

$$CO_2 = \sum_{p=1}^n \left(VG_p \times TC_p \times \frac{MM_p}{CVM} \right) \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion des gaz à faible valeur calorifique, en tonnes métriques;

n = Nombre total de gaz à faible valeur calorifique;

p = Gaz à faible valeur calorifique;

VG_p = Volume annuel du gaz p, en mètres cubes aux conditions de référence ou en kilogrammes pour un bilan massique;

TC_p = Teneur en carbone du gaz p, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz;

MM_p = Masse moléculaire du gaz, en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit du gaz p en kilogrammes,

remplacer $\left[\frac{MM_p}{CVM} \right]$ par 1;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.6. Calcul des émissions de CH₄ provenant des réservoirs de stockage

Les émissions de CH₄ des réservoirs suivants n'ont pas à être calculées : les unités fixées en permanence aux moyens de transport, tels que les camions, remorques, wagons ferroviaires, barges ou navires, les réservoirs sous pression conçus pour fonctionner à des pressions supérieures à 204,9 kPa et sans émissions à l'atmosphère, les récipients ou collecteurs de résidus, les réservoirs de stockage des eaux usées et les réacteurs associés à des unités de procédés de fabrication.

Les émissions annuelles de CH₄ provenant de tout autre réservoir de stockage doivent être calculées en utilisant les méthodes suivantes :

1° dans le cas des réservoirs de stockage autres que ceux utilisés pour le pétrole brut non traité où la concentration d'équilibre du CH₄ en phase vapeur est égale ou supérieure à 0,5% en volume, les émissions de CH₄ doivent être calculées selon les méthodes suivantes :

a) lorsque la composition en CH₄ est connue, selon les procédures prévues à la section 7.1 du document intitulé « AP-42 : « Compilation of Air Pollutant Emission Factors, volume 1 : Stationary Point and Areas Sources », incluant la version 4.09 D du modèle « TANKS », publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

b) en utilisant l'équation 9-17 :

Équation 9-17

$$CH_4 = Q_{pb} \times 0,1$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ provenant des réservoirs de stockage, en tonnes métriques;

Q_{pb} = Quantité annuelle de pétrole brut et de produits intermédiaires reçus d'un établissement hors-site et traités à l'établissement, en millions de barils;

0,1 = Facteur d'émission par défaut pour les réservoirs de stockage, en tonnes métriques de CH_4 par million de barils;

2° dans le cas des réservoirs de stockage de pétrole brut non traité, les émissions de CH_4 doivent être calculées selon les méthodes suivantes :

a) lorsque la concentration en CH_4 est connue, en mesurant directement les vapeurs générées;

b) en utilisant l'équation 9-18 :

Équation 9-18

$$CH_4 = (4086,44 \times Q_{nt} \times \Delta P) \times FM_{CH_4} \times \frac{16}{CVM} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 provenant des réservoirs de stockage, en tonnes métriques;

4086,44 = Facteur de corrélation de l'équation, en mètres cubes aux conditions de référence par million de barils par kilopascal;

Q_{nt} = Quantité annuelle de pétrole brut non traité, en millions de barils;

ΔP = Pression différentielle entre la pression de stockage et la pression atmosphérique, en kilopascals;

FM_{CH_4} = Fraction molaire de CH_4 dans les gaz d'évent du réservoir de stockage de pétrole brut non traité et mesuré par l'émetteur, en kilomoles de CH_4 par kilomole de gaz, ou une valeur de 0,27;

16 = Masse moléculaire du CH₄, en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.7. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement anaérobie des eaux usées

Les émissions annuelles attribuables au traitement anaérobie des eaux usées doivent être calculées :

1° dans le cas des émissions de CH₄, selon l'équation 9-19 ou l'équation 9-20 :

Équation 9-19

$$CH_4 = Q \times DCO_{moy} \times B \times FCM \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

DCO_{moy} = Moyenne trimestrielle de la demande chimique en oxygène des eaux usées, en kilogrammes par mètre cube;

B = Capacité de génération de CH₄, soit 0,25 kg de CH₄ par kilogramme de demande chimique en oxygène;

FCM = Facteur de conversion du CH₄ indiqué au tableau 9-3 prévu à QC.9.6, selon le procédé;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 9-20

$$CH_4 = Q \times DBO_{5,moy} \times B \times FCM \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

$DBO_{5,moy}$ = Moyenne trimestrielle de la demande biochimique en oxygène pendant 5 jours des eaux usées, en kilogrammes par mètre cube;

B = Capacité de génération de CH_4 , soit 0,25 kg de CH_4 par kilogramme de demande biochimique en oxygène;

FCM = Facteur de conversion en CH_4 indiqué au tableau 9-3 prévu à QC.9.6, selon le procédé;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° dans le cas des procédés anaérobiques où le biogaz est récupéré et non rejeté, les émissions de CH_4 doivent être calculées en soustrayant la quantité récupérée;

3° dans le cas des émissions de N_2O , selon l'équation 9-21 :

Équation 9-21

$$N_2O = Q \times TN_{moy} \times FE_{N_2O} \times 1,571 \times 0,001$$

Où :

N_2O = Émissions annuelles de N_2O attribuables au traitement des eaux usées, en tonnes métriques;

Q = Quantité d'eaux usées traitées annuellement, en mètres cubes;

TN_{moy} = Teneur moyenne trimestrielle d'azote dans les effluents, en kilogrammes par mètre cube;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O des eaux usées rejetées, soit 0,005 kg d'azote produit par la décomposition de l'oxyde nitreux (N_2O-N) par kilogramme d'azote total;

1,571 = Facteur de conversion des kilogrammes de N_2O-N en kilogrammes de N_2O ;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.8. Calcul des émissions de CH_4 issues des séparateurs huile-eau

Les émissions annuelles de CH_4 issues des séparateurs huile-eau doivent être calculées selon l'équation 9-22 :

Équation 9-22

$$CH_4 = FE_{HAM} \times Q_{eau} \times FC_{HAM} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 issues des séparateurs huile-eau, en tonnes métriques;

FE_{HAM} = Facteur d'émission des hydrocarbures autres que le CH_4 indiqué au tableau 9-4 prévu à QC.9.6, en kilogrammes par mètre cube;

Q_{eau} = Quantité d'eaux usées traitées annuellement par le séparateur, en mètres cubes;

FC_{HAM} = Facteur de conversion en CH_4 des hydrocarbures autres que le CH_4 obtenu par échantillonnage et analyse à chaque séparateur ou, en l'absence de données, un facteur de 0,6;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.9.3.9. Calcul des émissions fugitives de CH₄ des composantes du réseau

Les émissions fugitives annuelles de CH₄ doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes :

1° en utilisant les données sur la composition du CH₄ pour chaque procédé et en utilisant l'une des procédures d'estimation des émissions prévues dans le document EPA-453/R-095-017, NTIS PB96-175401 intitulé « Protocol for Equipment Leak Emission Estimates » publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

2° en utilisant l'équation 9-23 :

Équation 9-23

$$CH_4 = (0,4 \times N_c) + (0,2 \times N_{cc1}) + (0,1 \times N_{cc2}) + (4,3 \times N_{H2}) + (6 \times N_{rgc})$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables aux émissions fugitives des composantes du réseau, en tonnes métriques;

N_c = Nombre de colonnes de distillation atmosphérique de pétrole brut;

N_{cc1} = Nombre total d'unités de craquage catalytique, d'unités de cokéfaction différée ou à lit fluidisé, d'unités d'hydrocraquage et de colonnes de distillation, incluant les colonnes de dépropanisation et de débutanisation;

N_{cc2} = Nombre total d'unités d'hydrotraitement ou d'hydroraffinage, d'unités de reformage catalytique et d'unités de viscoréduction;

N_{H2} = Nombre total d'unités de production d'hydrogène;

N_{rgc} = Nombre total de réseaux de gaz combustibles.

QC.9.3.10. Calcination du coke

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la calcination du coke doivent être calculées en utilisant les méthodes suivantes :

1° les émissions de CO₂ attribuables à la calcination du coke doivent être calculées conformément à QC.1.3.4 lorsque l'installation est munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou, en l'absence de tel système, conformément à l'équation 9-24 :

Équation 9-24

$$CO_2 = [M_{in} \times TC_{in} - (M_{ext} + M_{PC}) \times TC_{ext}] \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke, en tonnes métriques;

M_{in} = Masse annuelle d'intrant de coke vert dans le procédé de calcination du coke, en tonnes métriques;

TC_{in} = Fraction de la teneur en carbone moyenne contenue dans le coke vert, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke vert;

M_{ext} = Masse annuelle de coke prêt pour la vente ou la livraison, en tonnes métriques de coke de pétrole;

M_{PC} = Masse annuelle de poussières de coke de pétrole récupérées dans le système de collecte de poussières du procédé de calcination du coke, en tonnes métriques de poussières par tonne métrique de coke calciné;

TC_{ext} = Fraction de la teneur en carbone moyenne contenue dans le coke prêt pour la vente ou la livraison, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke de pétrole;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

2° les émissions annuelles de CH₄ attribuables à la calcination du coke doivent être calculées selon l'équation 9-25 :

Équation 9-25

$$CH_4 = CO_2 \times \frac{FE_{CH_4}}{FE_{CO_2}}$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à la calcination du coke, en tonnes métriques;

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ provenant de la calcination du coke, calculées selon l'équation 9-1, en tonnes métriques;

FE_{CH₄} = Facteur d'émission de CH₄ déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 2,8 x 10⁻³ kg par gigajoule;

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂ de 97 kg par gigajoule;

3° les émissions annuelles de N₂O attribuables à la calcination du coke doivent être calculées selon l'équation 9-26 :

Équation 9-26

$$N_2O = CO_2 \times \frac{FE_{N_2O}}{FE_{CO_2}}$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables à la calcination du coke, en tonnes métriques;

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke, calculées selon l'équation 9-1, en tonnes métriques;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission de N₂O, soit 5,7 x 10⁻⁴ kg par gigajoule;

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂, soit 97 kg par gigajoule.

QC.9.3.11. Réseaux de purge non contrôlés

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant des réseaux de purge non contrôlés doivent être calculées selon les méthodes de calcul prévues à QC.9.3.2.

QC.9.3.12. Opération de chargement

Les émissions de CH₄ attribuables aux opérations de chargement du pétrole brut, des produits intermédiaires ou des produits finis doivent être calculées en utilisant la concentration d'équilibre du CH₄ en phase vapeur et les procédures prévues à la section 5.2 du document intitulé « AP-42 : « Compilation of Air Pollutant Emission Factors, volume 1 : Stationary Point and Area Sources » publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA). Lorsque la concentration d'équilibre du CH₄ en phase vapeur est inférieure à 0,5%, les émissions de CH₄ sont considérées comme nulles.

QC.9.3.13. Procédé de cokéfaction différée

Les émissions de CH₄ attribuables à la dépressurisation à l'atmosphère des réacteurs de chaque unité de cokéfaction doivent être calculées selon l'une des méthodes de calcul prévues aux paragraphes 1° et 2°, à l'exception de l'émetteur qui injecte de l'eau ou de la vapeur d'eau dans le réacteur après qu'il eut été ventilé à l'atmosphère qui ne peut utiliser que la méthode prévue au paragraphe 1° :

1° les émissions de CH₄ attribuables à la dépressurisation à l'atmosphère des réacteurs de chaque unité de cokéfaction doivent être calculées selon l'équation 9-6 et les émissions de CH₄ attribuables aux ouvertures subséquentes du réacteur permettant le découpage du lit de coke doivent être calculées, pour chaque réacteur de mêmes dimensions, selon l'équation 9-27 :

Équation 9-27

$$CH_4 = N \times H \times \frac{(P_r + 101,325)}{101,325} \times f_{vol} \times \frac{\Pi \times D^2}{4} \times \frac{16}{CVM} \times FM_{CH_4} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables au procédé de cokéfaction différée, en tonnes métriques;

N = Nombre annuel d'ouvertures des réacteurs de mêmes dimensions de l'unité de cokéfaction;

H = Hauteur du réacteur, en mètres;

P_r = Pression manométrique du réacteur lorsqu'il est ouvert à l'atmosphère, avant l'opération de découpage du lit de coke. Lorsque la méthode prévue au paragraphe 2^o est utilisée, il s'agit de la pression manométrique du réacteur au moment où les gaz de dépressurisation sont initialement relâchés à l'atmosphère, en kilopascals;

101,325 = Pression atmosphérique en kilopascals;

f_{vol} = Fraction de vide volumétrique du réacteur avant l'injection d'eau ou de vapeur d'eau, en mètres cubes de gaz aux conditions de référence par mètre cube du réacteur;

Π = Nombre, Pi, soit 3,1416;

D^2 = Diamètre du réacteur, en mètres carrés;

16 = Masse moléculaire du CH_4 , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

FM_{CH_4} = Fraction molaire moyenne du CH_4 dans les gaz de cokéfaction du réacteur, basée sur l'analyse d'au moins 2 échantillons par année prélevés à un minimum de 4 mois d'intervalle, en kilomoles de CH_4 par kilomole de gaz sur une base humide;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CH_4 provenant des événements de dépressurisation et de l'ouverture subséquente des réacteurs de chaque unité de cokéfaction permettant le découpage du lit de coke doivent être calculées à l'aide de l'équation 9-27 et en utilisant la pression manométrique du réacteur lorsque les gaz de dépressurisation sont initialement relâchés à l'atmosphère. »;

m) par le remplacement, dans le sous-paragraphe e du paragraphe 1° de QC.9.4.1, de « de jours » par « d'heures »;

n) par l'ajout, à la fin de QC.9.4.1, de l'alinéa suivant :

« Les données mesurées quotidiennement ou hebdomadairement peuvent être utilisées pour déterminer les données exprimées en minutes ou en heures nécessaires aux différentes équations. »;

o) par le remplacement de QC.9.4.5 à QC.9.4.7 par ce qui suit :

« QC.9.4.5. Torches et autres équipements antipollution

Dans le cas des torches et autres équipements antipollution, l'émetteur doit :

1° utiliser le débit mesuré par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions à la torche lorsque le système est calibré pour mesurer cette valeur ou, à défaut, déterminer le débit selon une méthode reconnue par le secteur;

2° lorsqu'il utilise la méthode prévue au paragraphe 1° du deuxième alinéa de QC.9.3.5, mesurer quotidiennement les paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone du gaz de torche;

3° lorsqu'il utilise la méthode prévue au paragraphe 2° du deuxième alinéa de QC.9.3.5, mesurer quotidiennement les paramètres permettant de déterminer le pouvoir calorifique supérieur du gaz de torche.

Lorsque le système de mesure et d'enregistrement en continu ne permet pas d'obtenir les paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone du gaz, l'émetteur doit mesurer ces paramètres au moins hebdomadairement.

QC.9.4.6. Réservoirs de stockage

Dans le cas des réservoirs de stockage, l'émetteur doit déterminer la quantité annuelle de tous les types de produits transvidés de chaque réservoir en utilisant l'une des méthodes suivantes :

- 1° en les mesurant directement à l'aide d'appareils de mesure;
- 2° en utilisant toute autre donnée qu'il peut mesurer ou recueillir.

QC.9.4.7. Traitement des eaux usées

Dans le cas du traitement des eaux usées, l'émetteur doit :

1° recueillir hebdomadairement des échantillons permettant d'analyser la demande chimique en oxygène et la demande biochimique en oxygène 5 jours (DBO5) des eaux usées du procédé de traitement anaérobique à la suite des traitements préliminaires;

2° mesurer hebdomadairement le débit des eaux usées du procédé de traitement anaérobique, cette mesure devant être effectuée au même emplacement que les échantillons recueillis en vertu du paragraphe 1° pour l'analyse de la demande chimique en oxygène et la demande biochimique en oxygène 5 jours (DBO5);

3° déterminer trimestriellement la teneur en azote des eaux usées. »;

p) par le remplacement de QC.9.4.9 et de l'intitulé de QC.9.5 par ce qui suit :

« QC.9.4.9. Calcination du coke

Dans le cas de la calcination du coke, l'émetteur doit mesurer la masse ainsi que la teneur en carbone du coke de pétrole en utilisant l'une des méthodes suivantes :

1° la norme ASTM D3176-09 intitulée « Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke »;

2° la norme ASTM D5291-10 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants »;

3° la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal ».

QC.9.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° chaque donnée manquante de teneur en carbone, masse moléculaire et pouvoir calorifique supérieur du combustible doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

2° pour chaque donnée manquante de concentration de CO₂, de CH₄, de N₂O, de monoxyde de carbone ou d'oxygène et de débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

QC.9.6. Tableaux »;

- a) par la suppression des tableaux 9-2 et 9-5;
- r) par le remplacement, dans la note a sous le tableau 9-4 de QC.9.6, de « l'éthane » par « le méthane »;

10° dans la partie QC.10 :

- a) par le remplacement des paragraphes 1° à 3° de QC.10.2 par les paragraphes suivants :

« 1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de biomasse, dont la liqueur usée de cuisson, dans des fours de récupération et des fours à chaux, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de biomasse, dont la liqueur usée de cuisson, dans des fours de récupération et des fours à chaux, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'ajout de composés de type « carbonate » dans des fours de récupération et des fours à chaux, calculées conformément à QC.25.3, en tonnes métriques;

3.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la production d'électricité, calculées conformément à QC.16, en tonnes métriques; »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 7° de QC.10.2, de « issues des stations d'épuration » par « attribuables au traitement anaérobie »;

c) par l'ajout, après le paragraphe 7° de QC.10.2, des paragraphes suivants :

« 8° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.10.5 ont été utilisées;

9° les émissions annuelles de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 1° et 3°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3.1° et 4°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

10° la production annuelle de chaque produit de pâtes et papiers fabriqué, en tonnes métriques de produits vendables séchés à l'air. »;

d) par le remplacement de QC.10.3 par ce qui suit :

« QC.10.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la fabrication de produits de pâtes et papiers doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.10.3.1 à QC.10.3.3.

QC.10.3.1. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de la biomasse

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de biomasse, dont la liqueur usée de cuisson, dans les fours de récupération et les fours à chaux rotatifs des usines de pâtes au sulfate et de pâtes à la soude, dans les unités de combustion du sulfite ou du bisulfite récupéré ou dans les unités de combustion autonomes des procédés de pâtes semi-chimiques, doivent être calculées conformément à QC.1.

Le pouvoir calorifique supérieur ou la teneur en carbone de la biomasse doivent être déterminés par l'émetteur conformément à QC.10.4.

QC.10.3.2. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'ajout de composés de type « carbonate »

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'ajout de composés de type « carbonate » dans des fours de récupération et des fours à chaux doivent être calculées conformément à QC.25.3.

QC.10.3.3. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la production d'électricité

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la production d'électricité doivent être calculées conformément à QC.16. »;

e) par le remplacement du paragraphe 1^o de QC.10.4 par les paragraphes suivants :

« 1^o déterminer annuellement la quantité de liqueur usée de cuisson produite selon l'une des méthodes suivantes :

a) en la mesurant conformément à la norme TAPPI T 650 om-09 intitulée « Solids content of black liquor » publiée par la Technical Association of the Pulp and Paper Industry;

b) en la mesurant à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu;

1.1^o déterminer le pouvoir calorifique supérieur de la liqueur usée de cuisson conformément à la norme TAPPI T 684 om-11 (R2011) intitulée « Gross heating value of black liquor »; »;

f) par l'ajout, à la fin du paragraphe 2^o de QC.10.4, de « ou à la norme ASTM 5291 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricant » »;

g) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 4^o de QC.10.4, de « tableau 10-1 prévu à QC.10.5 » par « tableau 25-1 prévu à QC.25.6 »;

h) par le remplacement de QC.10.5 par ce qui suit :

« QC.10.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1^o lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou le pouvoir calorifique supérieur de la liqueur usée de cuisson, une nouvelle analyse doit être effectuée conformément à QC.10.4;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité ou le débit massique de liqueur usée de cuisson produite, la donnée de remplacement doit être la plus petite valeur entre la masse ou le débit maximal alimentant le four ou la masse ou le débit maximal pouvant être mesuré par le système de mesure et d'enregistrement en continu;

3° lorsque la donnée manquante est la quantité mensuelle des composés de type « carbonate », la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire;

4° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbonate dans les composés de type « carbonate », la donnée de remplacement doit être la valeur par défaut de 1,0. »;

11° dans la partie QC.11 :

a) par le remplacement, dans QC.11.1, de « ou de saumure qui en contiennent » par « ou de sesquicarbonate de sodium ainsi que les procédés utilisant une matière première liquide alcaline produisant du CO₂ »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 1° de QC.11.2, de « tous les fours de calcination » par « la production »;

c) par le remplacement du paragraphe 3° de QC.11.2 par le suivant :

« 3° les consommations mensuelles de minerai de trona, de sesquicarbonate de sodium ou de matière première liquide alcaline, en tonnes métriques; »;

d) par le remplacement, dans le paragraphe 4° de QC.11.2, de « les productions mensuelles » par « la production annuelle »;

e) par l'insertion, après le paragraphe 4° de QC.11.2, des paragraphes suivants :

« 4.1° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.11.5 ont été utilisées;

4.2° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 1^o, en tonnes métriques;
- b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂; »;
- f) par la suppression des paragraphes 5^o à 9^o de QC.11.2;
- g) par le remplacement de QC.11.3 à QC.11.4 par ce qui suit :

« QC.11.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ issues de chaque unité de production de carbonate de sodium doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.11.3.1 à QC.11.3.3.

QC.11.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ issues de chaque unité de production de carbonate de sodium peuvent être calculées selon les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.11.3.2. Calcul des émissions de CO₂ utilisant les teneurs en carbone inorganique

Les émissions annuelles de CO₂ issues de chaque unité de production de carbonate de sodium peuvent être calculées selon les équations 11-1 ou 11-2 :

Équation 11-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} (TCI_{TR} \times TR)_i \times 0,097$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

i = Mois;

TCl_{TR} = Teneur en carbone inorganique mensuelle du minerai de trona au point d'alimentation du four pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de minerai de trona;

TR = Quantité mensuelle de minerai de trona consommée au cours du mois i , en tonnes métriques;

0,097 = Ratio de CO_2 émis par rapport au minerai de trona, en tonnes métriques de CO_2 par tonne de minerai de trona;

Équation 11-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} (TCl_{CS} \times CS)_i \times 0,138$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

i = Mois;

TCl_{CS} = Teneur en carbone inorganique mensuelle de carbonate de sodium à la sortie du four pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de carbonate de sodium;

CS = Quantité mensuelle de carbonate de sodium produit au cours du mois i , en tonnes métriques;

0,138 = Ratio de CO_2 émis par rapport au carbonate de sodium produit, en tonnes métriques de CO_2 par tonne de carbonate de sodium.

QC.11.3.3. Calcul des émissions de CO₂ utilisant un facteur d'émission spécifique

Les émissions annuelles de CO₂ issues de chaque unité de production de carbonate de sodium à partir de matière première liquide alcaline peuvent être calculées selon les équations 11-3 à 11-5 :

Équation 11-3

$$CO_2 = FE_{CO_2} \times DM_a \times H$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂, calculé selon l'équation 11-4, en tonnes métriques de CO₂ par tonne de gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur;

DM_a = Débit massique annuel du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur, en tonnes par heure;

H = Nombre d'heures d'exploitation au cours de l'année;

Équation 11-4

$$FE_{CO_2} = \frac{TE_{CO_2}}{DM_{tp}}$$

Où :

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂, en tonnes métriques de CO₂ par tonne de gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur;

TE_{CO₂} = Taux d'émission de CO₂, calculé selon l'équation 11-5, en tonnes métriques par heure;

DM_{tp} = Débit massique du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur mesuré lors du test de performance, en tonnes par heure;

Équation 11-5

$$TE_{CO_2} = \left[(C_{CO_2} \times 10\,000 \times 4,16 \times 10^{-8} \times 44) \times (DV \times 60) \right] \times 0,001$$

Où :

TE_{CO_2} = Taux d'émission de CO_2 , en tonnes métriques par heure;

C_{CO_2} = Concentration horaire de CO_2 dans le gaz, déterminée conformément à QC.11.4, exprimée en pourcentage;

10 000 = Facteur de conversion du pourcentage en ppm;

$4,16 \times 10^{-8}$ = Facteur de conversion des ppm en kilomoles par mètre cube aux conditions de référence;

44 = Masse moléculaire du CO_2 , en kilogrammes par kilomole;

DV = Débit volumétrique du gaz, en mètres cubes aux conditions de référence par minute;

60 = Facteur de conversion des minutes en heures;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.11.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui utilise l'équation 11-1 ou 11-2 prévue à QC.11.3.2 doit :

1° déterminer mensuellement la teneur en carbone inorganique du minerai de trona ou du carbonate de sodium à partir d'un composé d'échantillons hebdomadaires pour chaque unité de production conformément à la norme ASTM E359-00 (2005) e1 intitulée « Standard Test Methods for Analysis of Soda Ash (Sodium Carbonate) »;

2° mesurer la quantité de minerai de trona ou de carbonate de sodium pour chaque unité de production au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire.

L'émetteur qui utilise les équations 11-3 à 11-5 prévues à QC.11.3.3 doit effectuer annuellement un test de performance lors des conditions normales d'opération au cours duquel il doit :

1° effectuer 3 échantillonnages des émissions, d'une durée d'une heure chacun;

2° déterminer la concentration horaire de CO₂ conformément à la méthode 3A visée à l'annexe A-2 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations, intitulée « Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) » et publiée par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

3° déterminer le débit volumétrique du gaz conformément à l'une des méthodes suivantes publiées par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) :

a) la méthode 2 visée à l'annexe A-1 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate (Type S Pitot Tube) »;

b) la méthode 2A visée à l'annexe A-1 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Direct Measurement of Gas Volumetric Through Pipes and Small Ducts »;

c) la méthode 2C visée à l'annexe A-1 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Determination of Gas Velocity and Volumetric Flow Rate in Small Stacks or Ducts (Standard Pitot Tube) »;

d) la méthode 2D visée à l'annexe A-1 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Measurement of Gas Volume Flow Rates in Small Pipes and Ducts »;

e) la méthode 2F visée à l'annexe A-1 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate with Three-Dimensional Probes »;

f) la méthode 2G visée à l'annexe A-2 de la Partie 60 du Titre 40 du Code of Federal Regulations et intitulée « Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate With Two-Dimensional Probes »;

4° rédiger un rapport concernant la détermination du facteur d'émission de CO₂ contenant toute l'information nécessaire au calcul du facteur d'émission ainsi que des rapports des échantillonnages visés au paragraphe 1°;

5° déterminer le débit massique moyen du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur;

6° déterminer le débit massique annuel du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur à l'aide des données mensuelles obtenues au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel qu'un débitmètre volumétrique.

QC.11.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° chaque donnée mensuelle de teneur en carbone inorganique du minerai de trona ou du carbonate de sodium manquante doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

3° pour chaque donnée mensuelle de quantité de minerai de trona ou de carbonate de sodium manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire;

4° pour chaque donnée manquante de concentration horaire de CO₂, de débit volumétrique du gaz ou de débit massique moyen du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur lors d'un test de performance, un nouveau test de performance doit être effectué;

5° pour chaque donnée mensuelle de débit massique du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou à l'aide de la plus petite valeur entre la capacité maximale de l'évent ou le débit maximal pouvant être mesuré par le débitmètre. »;

12° dans la partie QC.12 :

a) par le remplacement de QC.12.1 par ce qui suit :

« QC.12.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production de produits pétrochimiques à partir de matières premières dérivées du pétrole, de pétrole ou de gaz naturel liquide, à l'exception des matières premières provenant de la biomasse.

Est également visée la production de méthanol, d'hydrogène ou d'ammoniac à partir d'un gaz de synthèse lorsque la production annuelle de méthanol excède les productions combinées d'hydrogène récupéré dans le procédé et d'ammoniac. Toutefois, lorsque la quantité d'hydrogène récupéré annuellement excède les productions annuelles combinées de méthanol et d'ammoniac, les émissions doivent être calculées conformément à QC.6 relatif à la production d'hydrogène. Également, lorsque la production annuelle d'ammoniac excède les productions annuelles combinées de méthanol et d'hydrogène récupéré, les émissions doivent être calculées conformément à QC.23 relatif à la production d'ammoniac.

Ne sont toutefois pas visés les procédés dont seul un sous-produit pétrochimique est dérivé ainsi que le procédé de chloration directe lorsque ce dernier est indépendant du procédé d'oxychloration dont le produit est du dichlorure d'éthylène. »;

b) par l'insertion, après le paragraphe 2° de QC.12.2, du paragraphe suivant :

« 2.1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de production d'hydrogène, calculées conformément à QC.6, en tonnes métriques; »;

c) par le remplacement, dans le paragraphe 3° de QC.12.2, de « chimique » par « pétrochimique »;

d) par le remplacement, dans le paragraphe 8° de QC.12.2, de « hors sol » par « de stockage »;

e) par le remplacement, dans le paragraphe 12° de QC.12.2, de « gaz d'alimentation » par « matières consommées ou produits »;

f) par l'ajout, après le paragraphe 13° de QC.12.2, des paragraphes suivants :

« 14° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.12.5 ont été utilisées;

15° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 2.1°, 3° et 4°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 1° et 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 5° à 10°, en tonnes métriques en équivalent CO₂. »;

g) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « (MM_{GA})_i » de l'équation 12-1 dans QC.12.3.1, de « ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit du gaz à l'alimentation en kilogrammes pour le mois *n*, remplacer $\left[\frac{MM_{GA}}{CVM} \right]$ par 1; »;

h) par le remplacement de QC.12.3.3 par ce qui suit :

« QC.12.3.3. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.9.3.5.

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion aux autres équipements antipollution doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1, à l'exception des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion du gaz de dégagement du procédé qui doivent être calculées conformément à l'équation 1-12 prévue à QC.1.4.2 avec des facteurs d'émission de $2,8 \times 10^{-3}$ kg par gigajoule pour le CH₄ et de $5,7 \times 10^{-4}$ kg par gigajoule pour le N₂O. »;

i) par l'ajout, au début du texte de QC.12.3.4 de ce qui suit :

« Pour chaque événement dont le débit contient plus de 2% en volume de CO₂, plus de 0,5% en volume de CH₄ ou plus de 0,01% en volume de N₂O, »;

j) par le remplacement, dans QC.12.3.5, de « à QC.9.3.9 » par « au paragraphe 1^o de QC.9.3.9 »;

k) par le remplacement, dans l'intitulé et le texte de QC.12.3.6, partout où ils s'y trouvent, des mots « hors sol » par les mots « de stockage »;

l) par l'ajout, à la fin de QC.12.4.2, de « et déterminer trimestriellement la teneur en carbone et le pouvoir calorifique supérieur »;

m) par le remplacement, dans l'intitulé et le texte de QC.12.4.5, partout où ils s'y trouvent, des mots « hors sol » par les mots « de stockage »;

n) par le remplacement de QC.12.4.8 par ce qui suit :

« QC.12.4.8. Matières premières consommées et produits

L'émetteur qui calcule ses émissions de gaz à effet de serre conformément à QC.12.3.1 doit déterminer mensuellement la quantité de matières premières consommées et la quantité de produits à l'aide des méthodes suivantes :

1^o dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme gazeuse, à l'aide d'un débitmètre;

2^o dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme liquide, à l'aide d'un débitmètre ou en mesurant le niveau du liquide dans le réservoir de stockage;

3° dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme solide, en utilisant le même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

L'émetteur doit déterminer mensuellement la teneur en carbone et, dans le cas d'un gaz, la masse moléculaire, à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur ou des échantillonnages qu'il a lui-même effectués. Lorsque plus d'une donnée mensuelle est disponible, la moyenne arithmétique doit être utilisée.

Lorsque la concentration moyenne mensuelle d'un composé spécifique de la matière première ou du produit est égale ou supérieure à 99,5% en poids ou, dans le cas des gaz, en volume, l'émetteur peut déterminer la teneur en carbone en considérant que la matière première ou le produit est constitué à 100% de ce composé, lors des conditions normales d'opération. Cette méthode de calcul alternative doit être répétée après chaque changement dans le procédé affectant la composition de la matière première ou du produit. Cette méthode ne peut toutefois pas être utilisée lors de la production de produits hors spécifications ou lorsque la concentration moyenne mensuelle chute sous 99,5%. »;

o) par l'ajout, après QC.12.4.8, de ce qui suit :

« **QC.12.5. Méthodes d'estimation des données manquantes**

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° pour chaque donnée de teneur en carbone ou de masse moléculaire manquante, elle doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

2° pour chaque donnée de la quantité de matières premières ou de produits manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés. »;

13° dans la partie QC.13 :

a) par le remplacement de QC.13.1 par ce qui suit »

« **QC.13.1. Sources visées**

Les sources visées sont tous les procédés d'oxydation pour la production d'acide adipique. »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 1° du premier alinéa de QC.13.2 et après « N₂O », de « attribuables à la production d'acide adipique »;

c) par l'insertion, après le paragraphe 1° du premier alinéa de QC.13.2, du paragraphe suivant :

« 1.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques; »;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 2° du premier alinéa de QC.13.2 et après « annuelle », de « totale »;

e) par l'insertion, après le paragraphe 2° du premier alinéa de QC.13.2, du paragraphe suivant :

« 2.1° la production annuelle d'acide adipique quand le système antipollution est utilisé, en tonnes métriques; »;

f) par l'ajout, après le paragraphe 5° du premier alinéa de QC.13.2, des paragraphes suivants :

« 6° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.13.5 ont été utilisées;

7° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 1.1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques. »;

g) par la suppression du deuxième alinéa de QC.13.2;

h) par le remplacement, dans QC.13.3, de « l'une des 2 méthodes de calcul prévues à QC.13.3.1 et QC.13.3.2 » par « à la méthode de calcul prévue à QC.13.3.1 pour chaque équipement antipollution de l'installation »;

i) par le remplacement de QC.13.3.1 par ce qui suit :

« QC.13.3.1. Calcul des émissions de N₂O utilisant un facteur d'émission ainsi que les facteurs de destruction et d'utilisation de l'équipement antipollution »

Les émissions annuelles de N₂O doivent être calculées selon l'équation 13-1 :

Équation 13-1

$$N_2O = \sum_{i=1}^n [FE_{N_2O} \times P_{AA} \times (1 - (F_D \times F_U))]_i \times 0,001$$

Où :

N₂O = Émissions de N₂O attribuables au procédé d'oxydation, en tonnes métriques;

n = Nombre total de périodes. Lorsqu'un test de performance est effectué annuellement, n est égal à 1. Dans le cas de données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, n est au moins égal à 12;

i = Période;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission de N₂O pour la période i, calculé conformément à l'équation 13-2 ou 13-3, en kilogrammes de N₂O par tonne métrique d'acide adipique produit;

P_{AA} = Production d'acide adipique pour la période i, en tonnes métriques;

F_D = Facteur de destruction de l'équipement antipollution pour la période i, déterminé conformément à QC.13.4;

F_U = Facteur d'utilisation de l'équipement antipollution, calculé conformément à l'équation 13-4;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 13-2

$$FE_{N_2O} = \sum_{i=1}^n \left[\frac{C_{N_2O} \times Q_{fg} \times 1,826 \times 10^{-6}}{TP} \right]_i \times \frac{1}{n}$$

Où :

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O , en kilogrammes de N_2O par tonne métrique d'acide adipique produit;

n = Nombre de tests de performance;

i = Test de performance effectué conformément à QC.13.4;

C_{N_2O} = Concentration de N_2O dans le flux gazeux pendant le test de performance i , en ppm;

Q_{fg} = Débit volumétrique du flux gazeux pendant le test de performance i , en mètres cubes aux conditions de référence par heure;

$1,826 \times 10^{-6}$ = Facteur de conversion des ppm en kilogrammes par mètre cube aux conditions de référence;

TP = Taux de production d'acide adipique pendant le test de performance i , en tonnes métriques par heure;

Équation 13-3

$$FE_{N_2O} = \frac{C_{N_2O} \times Q_{fg} \times 1,826 \times 10^{-6}}{TP}$$

Où :

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O , en kilogrammes de N_2O par tonne métrique d'acide adipique produit;

C_{N_2O} = Concentration de N_2O dans le flux gazeux mesurée en continu, en ppm;

Q_{fg} = Débit volumétrique du flux gazeux mesuré en continu, en mètres cubes aux conditions de référence par heure;

$1,826 \times 10^{-6}$ = Facteur de conversion des ppm en kilogrammes par mètre cube aux conditions de référence;

TP = Taux de production d'acide adipique mesuré en continu, en tonnes métriques par heure;

Équation 13-4

$$F_U = \frac{P_{AA,1}}{P_{AA,2}}$$

Où :

F_U = Facteur d'utilisation de l'équipement antipollution;

$P_{AA,1}$ = Production d'acide adipique lorsque l'équipement antipollution est utilisé, en tonnes métriques;

$P_{AA,2}$ = Production annuelle d'acide adipique, en tonnes métriques. »;

j) par la suppression de QC.13.3.2;

k) par le remplacement de QC.13.4 par ce qui suit :

« QC.13.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de l'acide adipique doit utiliser un système de mesure et d'enregistrement en continu ou effectuer un test de performance.

Dans ce dernier cas, le test de performance doit être effectué annuellement sur le flux gazeux issu de la phase d'oxydation de l'acide nitrique lorsque le procédé de production d'acide adipique est modifié par un changement dans le ratio de cyclohexanone par rapport au cyclohexanol ou être effectué lors de l'installation d'un système antipollution, dans des conditions normales d'opération et lorsque le système antipollution n'est pas utilisé. Un rapport concernant la détermination du facteur d'émission de N₂O contenant toute l'information nécessaire au calcul du facteur d'émission doit également être rédigé.

L'émetteur qui n'utilise pas un système de mesure et d'enregistrement en continu doit également :

1^o mesurer la concentration de N₂O selon l'une des méthodes suivantes :

a) conformément à la méthode 320 visée à l'annexe A de la Partie 63 du Titre 40 du Code of Federal Regulations, intitulée « Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy » et publiée par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

b) conformément à la norme ASTM D6348-03 (2010) intitulée « Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy »;

c) déterminer le taux de production d'acide adipique en se basant sur les données annuelles de ventes ou en utilisant un instrument de mesure tel un débitmètre ou une balance.

Dans tous les cas, l'émetteur doit :

1^o déterminer mensuellement la quantité totale d'acide adipique produit lorsque le système antipollution n'est pas utilisé ainsi que lorsqu'il est utilisé, selon l'une des méthodes prévues au sous-paragraphe c du paragraphe 1^o du troisième alinéa;

2^o déterminer le facteur de destruction selon l'une des méthodes suivantes :

a) en utilisant le facteur de destruction spécifié par le fabricant;

b) en estimant le facteur de destruction en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

- c) en effectuant un test de performance sur le flux gazeux à la sortie du système antipollution;
- d) en utilisant un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions. »;

l) par l'ajout, après QC.13.4, de ce qui suit :

« QC.13.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° chaque donnée mensuelle de production d'acide adipique manquante doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire;

2° pour chaque donnée manquante déterminée à partir du test de performance, en incluant le facteur d'émission de N₂O, le taux de production et la concentration en N₂O, un nouveau test de performance doit être effectué. »;

14° dans la partie QC.14 :

a) par l'insertion, dans le paragraphe 1° de QC.14.2 et après « CO₂ », de « attribuables à la production de plomb, »;

b) par l'insertion, après le paragraphe 2° de QC.14.2, du paragraphe suivant :

« 2.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques; »;

c) par l'ajout, à la fin du paragraphe 4° de QC.14.2, de « , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau »;

d) par l'ajout, après le paragraphe 4° de QC.14.2, des paragraphes suivants :

« 5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.14.5 ont été utilisées;

6° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2.1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7° la quantité annuelle de plomb produit, en tonnes métriques. »;

e) par l'insertion, dans la définition du facteur « M_i » de l'équation 14-1 dans QC.14.3.2 et après « utilisé », de « , un matériau contribuant pour moins de 0,5% du carbone total dans le procédé pouvant être exclu par l'émetteur »;

f) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1° de QC.14.4, de « une entreprise, »;

g) par le remplacement du paragraphe 1° de QC.14.4 par le suivant :

« 1° obtenir annuellement la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans le four, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit en utilisant les méthodes suivantes, à l'aide d'un minimum de 3 échantillons représentatifs :

a) dans le cas des agents réducteurs solides et des électrodes de carbone, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;

b) dans le cas des agents réducteurs liquides, conformément à la norme ASTM D2502-04 (2009) intitulée « Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements », la norme ASTM D2503-92 (2007) intitulée « Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure », la norme ASTM D3238-95 (2010) intitulée « Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method » ou la norme ASTM D5291-10 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants »;

- c) dans le cas des agents réducteurs gazeux, conformément à la norme ASTM D1945-03 (2010) intitulée « Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatograph » ou la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography »;
- d) dans le cas des matériaux dérivés de matières résiduelles, en opérant le four avec et sans les matériaux dérivés de matières résiduelles tout en gardant la composition des autres matériaux contenant du carbone constante; »;
- h) par le remplacement, dans le paragraphe 2° de QC.14.4, de « pesant les matériaux » par « additionnant les quantités mensuelles de matériaux, lesquels doivent être pesés »;
- i) par l'ajout, après QC.14.4, de ce qui suit :

« QC.14.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° pour chaque donnée de teneur en carbone manquante, une nouvelle analyse doit être effectuée;

3° pour chaque donnée de quantité de matériau contenant du carbone manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire. »;

15° dans la partie QC.15 :

- a) par l'insertion, dans le paragraphe 1° de QC.15.2 et après « CO₂ », de « attribuables à la production de zinc, »;

b) par l'insertion, après le paragraphe 2° de QC.15.2, du paragraphe suivant :

« 2.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques; »;

c) par l'ajout, à la fin du paragraphe 4° de QC.15.2, de « , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau »;

d) par l'ajout, après le paragraphe 4° de QC.15.2, des paragraphes suivants :

« 5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.15.5 ont été utilisées;

6° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2.1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7° la quantité annuelle de zinc cathodique produit, en tonnes métriques;

8° la charge en fer du minerai, en tonnes métriques. »;

e) par l'insertion, dans la définition du facteur « M_i » de l'équation 15-1 dans QC.15.3.2 et après « utilisé », de « , un matériau contribuant pour moins de 0,5% du carbone total dans le procédé pouvant être exclu par l'émetteur »;

f) par la suppression, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1° de QC.15.4, de « une entreprise, »;

g) par l'ajout, après le sous-paragraphe c du paragraphe 1^o de QC.15.4, du sous-paragraphe suivant :

« d) dans le cas des matériaux dérivés de matières résiduelles, en opérant le four avec et sans les matériaux dérivés de matières résiduelles tout en gardant la composition des autres matériaux contenant du carbone constante; »;

h) par l'ajout, après QC.15.4, de ce qui suit :

« **QC.15.5. Méthodes d'estimation des données manquantes**

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1^o lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2^o de QC.1.6 doit être utilisée;

2^o pour chaque donnée de teneur en carbone manquante, une nouvelle analyse doit être effectuée;

3^o pour chaque donnée de quantité de matériau contenant du carbone manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire. »;

16^o dans la partie QC.16 :

a) par l'ajout, à la fin de QC.16.1, de l'alinéa suivant :

« Ne sont toutefois pas visés les génératrices de secours et les autres équipements utilisés en cas d'urgence dont la capacité nominale est inférieure à 10 mégawatts. »;

b) par l'insertion, dans la partie du texte qui précède le paragraphe 1^o du premier alinéa de QC.16.2 et après « renseignements suivants », de « , pour chaque équipement fixe de combustion »;

c) par l'insertion, dans le paragraphe 9^o du premier alinéa de QC.16.2 et après « annuelles de », de « chaque »;

d) par l'ajout, après le paragraphe 15° du premier alinéa de QC.16.2, des paragraphes suivants :

« 16° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.16.7 ont été utilisées;

17° la production annuelle de vapeur, en tonnes métriques;

18° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 8°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, à l'exception des émissions reliées à la combustion de la biomasse, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 9° et 10°, en tonnes métriques en équivalent CO₂. »;

e) par l'ajout, à la fin de QC.16.3, des alinéas suivants :

« Dans le cas d'une installation ou d'un établissement dont les équipements utilisent du gaz naturel, du diesel ou du mazout lourd, qui ne sont pas individuellement équipés d'un appareil de mesure du débit ou d'un réservoir et dont les données ne peuvent être obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, l'émetteur peut quantifier les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O à l'aide des données obtenues par l'appareil de mesure couvrant un ensemble d'équipements.

Afin de déterminer les émissions attribuables à chacun des équipements fixes de combustion, l'estimation doit être basée sur le total des émissions, le nombre d'heures d'opération et l'efficacité de combustion de chaque équipement. Dans le cas des équipements qui utilisent du diesel, l'estimation peut être basée sur la quantité totale d'énergie produite et celle produite par chaque équipement ainsi que sur la quantité totale de diesel utilisé. »;

f) par l'ajout, à la fin du paragraphe 1° de QC.16.3.2 et après « gaz naturel », de « ou un combustible visé au tableau 1-2 »;

g) par l'insertion, dans le paragraphe 3^o de QC.16.3.2 et après « distillats moyens », de « autres que ceux visés au tableau 1-2 »;

h) par le remplacement, dans les paragraphes 8^o et 9^o de QC.16.3.2, de « des combustibles fossiles » par « un mélange de combustibles fossiles »;

i) par l'ajout, après le paragraphe 9^o de QC.16.3.2, du paragraphe suivant :

« 10^o dans le cas de l'émetteur qui détermine le pouvoir calorifique supérieur de ses combustibles à partir de mesures qu'il effectue, conformément à QC.1.5.4 ou à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible obtenues à la fréquence prévue à QC.1.5.1, conformément à QC.1.3.2, QC.1.3.3 et QC.1.3.4. »;

j) par l'ajout, après QC.16.6.4, de ce qui suit :

« QC.16.7. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, une donnée de remplacement doit être utilisée conformément à QC.1.6. »;

17^o dans la partie QC.17 :

a) par l'ajout, après le premier alinéa de QC.17.1, de l'alinéa suivant :

« Aux fins de l'application de la présente partie, une installation est considérée comme identifiable lorsqu'elle satisfait aux conditions suivantes :

1^o l'importation de l'électricité déclarée fait l'objet d'un contrat écrit entre l'exploitant de l'installation et le premier importateur;

2^o l'électricité importée et déclarée, selon le cas :

a) provient d'une installation de production d'électricité construite après le 1^{er} janvier 2008;

b) est le résultat d'une augmentation de production de l'installation survenue après le 1^{er} janvier 2008;

c) a été importée d'une installation dans le cadre d'un contrat conclu avant le 1^{er} janvier 2008 qui est toujours en vigueur ou qui a été renouvelé ou a été importée de cette installation après la fin du contrat. »;

b) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « FE_D » de l'équation 17-3 du paragraphe 3° de QC.17.3.1, de « ; lorsque l'électricité provient d'une installation non identifiable, utiliser un facteur de 0,999 »;

c) par le remplacement, du tableau 17-1 de QC.17.4 par le suivant :

«

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (t/MWh)
Terre-Neuve et Labrador	0,021
Nouvelle-Écosse	0,833
Nouveau-Brunswick	0,544
Québec	0,002
Ontario	0,167
Vermont	1,332
New England Independent System Operator (NE-ISO), comprenant en tout ou en partie les états suivants : - Connecticut - Massachusetts - Maine - Rhode Island - Vermont - New Hampshire	0,457
New York Independant System Operator (NY-ISO)	0,567
Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection Regional Transmission Organization (PJM-RTO), comprenant en tout ou en partie les états suivants : - Delaware - Indiana - Illinois - Kentucky - Maryland - Michigan - New Jersey	0,933

<ul style="list-style-type: none"> - Ohio - Pennsylvania - Virginia - West Virginia - District of Columbia 	
<p>Midwest Independent Transmission System Operator (MISO-RTO), comprenant en tout ou en partie la province et les états suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> - North Dakota - South Dakota - Minnesota - Iowa - Missouri - Wisconsin - Illinois - Michigan - Indiana - Ohio - Montana - Kentucky 	0,999

»;

18° par l'ajout, après QC.17, de ce qui suit :

« **QC.18. PRODUCTION DE NICKEL ET DE CUIVRE**

QC.18.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de production de nickel et de cuivre utilisés dans les fonderies et les raffineries.

Plus précisément, les procédés visés sont ceux liés à l'élimination des impuretés présentes dans le concentré de nickel ou de cuivre par l'ajout de réactifs carbonatés, à l'extraction des métaux présents dans les minerais oxydés à l'aide d'agents réducteurs et des matières servant à l'épuration des scories, à la consommation d'électrodes dans les fours à arc électrique et à l'utilisation de matières premières contenant du carbone, telles que les matières secondaires recyclées.

QC.18.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de nickel et de cuivre, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de réactifs carbonatés, en tonnes métriques;
- 4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation d'agents réducteurs et de matières servant à l'épuration des scories, en tonnes métriques;
- 5° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au carbone contenu dans le minerai de nickel ou de cuivre traité, en tonnes métriques;
- 6° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'électrodes de carbone dans les fours à arc électrique, en tonnes métriques;
- 7° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au carbone contenu dans les matières premières contenant du carbone telles que les matières secondaires recyclées, en tonnes métriques;
- 8° la consommation annuelle de chaque réactif carbonaté, en tonnes métriques;
- 9° la teneur en carbone de chaque réactif carbonaté, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de réactif carbonaté;
- 10° la consommation annuelle de chaque agent réducteur et de chaque matière servant à l'épuration des scories, en tonnes métriques;
- 11° la teneur en carbone de chaque agent réducteur et de chaque matière servant à l'épuration des scories, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent réducteur;
- 12° la consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;

13° la teneur en carbone des électrodes de carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;

14° la quantité annuelle de minerai de nickel ou de cuivre transformé, en tonnes métriques;

15° la teneur en carbone du minerai de nickel ou de cuivre transformé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai;

16° la consommation annuelle des autres matières premières contenant du carbone et qui contribuent pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

17° la teneur en carbone des autres matières premières contenant du carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières premières;

18° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.18.5 ont été utilisées;

19° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3° à 7°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

20° la quantité de nickel produit, en tonnes métriques;

21° la quantité de cuivre produit, en tonnes métriques.

Les paragraphes 9°, 11°, 13°, 15° et 17° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.18.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de nickel et de cuivre doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.18.3.1 et QC.18.3.2.

QC.18.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de nickel et de cuivre peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.18.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de nickel et de cuivre peuvent être calculées selon les méthodes prévues aux paragraphes 1° à 6° en fonction du procédé utilisé, soit :

1° dans le cas des procédés utilisés pour la production de nickel et de cuivre, selon l'équation 18-1 :

Équation 18-1

$$CO_2 = CO_{2,RC} + CO_{2,AR} + CO_{2,MIN} + CO_{2,EL} + CO_{2,MP}$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de nickel et de cuivre, en tonnes métriques;

CO_{2,RC} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de réactifs carbonatés, calculées conformément à l'équation 18-2, en tonnes métriques;

CO_{2,AR} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation d'agents réducteurs et de matières servant à l'épuration des scories, calculées conformément à l'équation 18-3, en tonnes métriques;

CO_{2,MIN} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au carbone contenu dans le minerai de nickel ou de cuivre traité, calculées conformément à l'équation 18-4, en tonnes métriques;

$CO_{2,EL}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'électrodes de carbone dans les fours à arc électrique, calculées conformément à l'équation 18-5, en tonnes métriques;

$CO_{2,MP}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au carbone contenu dans les autres matières premières contenant du carbone, calculées conformément à l'équation 18-6, en tonnes métriques;

2° dans le cas de l'utilisation de réactifs carbonatés, selon l'équation 18-2 :

Équation 18-2

$$CO_{2,RC} = \left[PC \times T_{PC} \times \left(\frac{44}{100} \right) \right] + \left[D \times T_D \times \left(\frac{88}{184} \right) \right]$$

Où :

$CO_{2,RC}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation de réactifs carbonatés, en tonnes métriques;

PC = Consommation annuelle de pierre à chaux, en tonnes métriques;

T_{PC} = Teneur en carbonate de calcium de la pierre à chaux, en tonnes métriques de carbonate de calcium par tonne métrique de pierre à chaux;

44/100 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbonate de calcium;

D = Consommation annuelle de dolomie, en tonnes métriques;

T_D = Teneur en carbonates de calcium et de magnésium, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de dolomie;

88/184 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport aux carbonates de calcium et de magnésium;

3° dans le cas de l'utilisation d'agents réducteurs et de matières servant à l'épuration des scories, selon l'équation 18-3 :

Équation 18-3

$$CO_{2,AR} = \sum_{i=1}^n [AR \times TC_{AR}]_i \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,AR}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation d'agents réducteurs et de matières servant à l'épuration des scories, en tonnes métriques;

n = Nombre d'agents réducteurs et de matières servant à l'épuration des scories;

i = Agent réducteur et matière servant à l'épuration des scories;

AR = Consommation annuelle de chaque agent réducteur i et des matières servant à l'épuration des scories, en tonnes métriques;

TC_{AR} = Teneur en carbone de chaque agent réducteur i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent réducteur i ;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone;

4° dans le cas du carbone contenu dans le minerai de nickel ou de cuivre traité, selon l'équation 18-4 :

Équation 18-4

$$CO_{2,MIN} = MIN \times TC_{MIN} \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,MIN}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au carbone contenu dans le minerai de nickel ou de cuivre traité, en tonnes métriques;

MIN = Consommation annuelle de minerai de nickel ou de cuivre, en tonnes métriques;

TC_{MIN} = Teneur en carbone du minerai de nickel ou de cuivre, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

5° dans le cas de la consommation d'électrodes de carbone dans les fours à arc électrique, selon l'équation 18-5 :

Équation 18-5

$$CO_{2,EL} = EL \times TC_{EL} \times 3,664$$

Où :

CO_{2,EL} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'électrodes de carbone dans les fours à arc électrique, en tonnes métriques;

EL = Consommation annuelle d'électrodes de carbone dans les fours à arc électrique, en tonnes métriques;

TC_{EL} = Teneur en carbone des électrodes de carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

6° dans le cas de la consommation des autres matières premières contenant du carbone, selon l'équation 18-6 :

Équation 18-6

$$CO_{2,MP} = \sum_{i=1}^n (MP_i \times TC_{MP,i}) \times 3,664$$

Où :

CO_{2,MP} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au carbone contenu dans les autres matières premières, en tonnes métriques;

n = Nombre de matières premières;

i = Matière première;

MP_i = Consommation annuelle de la matière première i qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MP,i}$ = Teneur en carbone de la matière première i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première i ;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.18.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du nickel ou du cuivre doit :

1° obtenir annuellement la teneur en carbone de chaque matériau utilisé contenant du carbone, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit selon les méthodes suivantes :

a) dans le cas du charbon et du coke, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal and Coke »;

b) dans le cas de combustibles liquides à base de pétrole et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5291-10 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants », en appliquant la méthode d'analyse élémentaire ou les calculs effectués conformément à la norme ASTM D3238-95 (2010) intitulée « Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method » et l'une ou l'autre des normes ASTM D2502-04 (2009) intitulée « Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements » et ASTM D2503-92 (2007) intitulée « Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure »;

c) dans le cas de combustibles gazeux, conformément à la norme ASTM D1945-03 (2010) intitulée « Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography » ou la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography »;

d) dans le cas de la pierre à chaux et la dolomie, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;

e) dans le cas des autres matières premières, conformément aux méthodes prévues à QC.1.5.1 et QC.1.5.5;

2° calculer la consommation annuelle de chaque matériau contenant du carbone en pesant les matériaux au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré, ou à partir de calculs fondés sur les données du système de contrôle de procédé.

QC.18.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, une nouvelle analyse doit être effectuée conformément à QC.18.4;

3° lorsque la donnée manquante est la quantité de matières premières consommées, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire.

QC.19. PRODUCTION DE FERROALLIAGES

QC.19.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de pyrométallurgie utilisés pour la production de ferrochrome, de ferromanganèse, de ferromolybdène, de ferromnickel, de ferrosilicium, de ferrotitane, de ferrotungstène, de ferrovanadium, de silicomanganèse et de silicium métal.

QC.19.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de pyroméallurgie, en tonnes métriques;
- 2° pour chaque four à arc électrique:
 - a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de ferroalliages, en tonnes métriques;
 - b) les émissions annuelles de CH₄ attribuables à la production des ferroalliages visés au tableau 19-1, en tonnes métriques;
 - c) la production annuelle de chaque ferroalliage, en tonnes métriques;
 - d) la consommation annuelle de chaque matériau contenant du carbone, en tonnes métriques;
 - e) la teneur en carbone moyenne de chaque matériau contenant du carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne de matériau;
- 3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de la biomasse dans les fours à arc électrique, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.19.6 ont été utilisées;
- 6° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :
 - a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées au sous-paragraphe a du paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 3^o et aux émissions de CH₄ et de N₂O visées au paragraphe 4^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au sous-paragraphe b du paragraphe 2^o, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

Le sous-paragraphe e du paragraphe 2^o du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.19.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de pyrométallurgie utilisés pour la production de ferroalliages doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.19.3.1 et QC.19.3.2.

QC.19.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de pyrométallurgie utilisés pour la production de ferroalliages peuvent être calculées en utilisant un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.19.3.2. Calcul des émissions de CO₂ par bilan massique

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de ferroalliages dans un four à arc électrique peuvent être calculées selon l'équation 19-1, les matières entrant dans le four à arc électrique et les produits contribuant pour moins de 1% du carbone total dans le procédé de pyrométallurgie pouvant être exclus de ce calcul :

Équation 19-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[(AR \times TC_{AR}) + (EL \times TC_{EL}) + (MIN \times TC_{MIN}) \right. \\ \left. + (AF \times TC_{AF}) - (FEA \times TC_{FEA}) - (MNA \times TC_{MNA}) \right]_i \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de ferroalliages dans un four à arc électrique, en tonnes métriques;

n = Nombre de fours à arc électrique;

i = Four à arc électrique;

AR = Consommation annuelle d'agents réducteurs, en tonnes métriques;

TC_{AR} = Teneur en carbone des agents réducteurs, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent réducteur;

EL = Consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;

TC_{EL} = Teneur en carbone des électrodes de carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;

MIN = Consommation annuelle de minerai, en tonnes métriques;

TC_{MIN} = Teneur en carbone du minerai, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai;

AF = Consommation annuelle de l'agent de flux, en tonnes métriques;

TC_{AF} = Teneur en carbone de l'agent de flux, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent de flux;

FEA = Production annuelle de ferroalliages, en tonnes métriques;

TC_{FEA} = Teneur en carbone des ferroalliages produits, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de ferroalliage;

MNA = Production annuelle des matières autres que les alliages, en tonnes métriques;

TC_{MNA} = Teneur en carbone des matières produites autres que les alliages, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

QC.19.4. Méthode de calcul des émissions de CH₄

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables à la production des ferroalliages visés au tableau 19-1 doivent être calculées selon l'équation 19-2 :

Équation 19-2

$$CH_4 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [FEA_j \times FE_j]_i$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à la production des ferroalliages visés au tableau 19-1, en tonnes métriques;

n = Nombre de fours à arc électrique;

i = Four à arc électrique;

m = Nombre de ferroalliages;

j = Type de ferroalliage;

FEA_j = Production annuelle de ferroalliage *j*, en tonnes métriques;

FE_j = Facteur d'émission de CH₄ du ferroalliage *j* indiqué au tableau 19-1, en tonnes métriques de CH₄ par tonne métrique de ferroalliage *j*.

QC.19.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise un procédé de pyrométallurgie pour la production de ferroalliages doit :

1° obtenir annuellement la teneur en carbone de chaque matériau contenant du carbone utilisé dans les fours à arc électrique en utilisant les données indiquées par le fournisseur ou en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs et en utilisant les méthodes suivantes :

a) dans le cas des minerais métallifères et des ferroalliages, conformément à la norme ASTM E1941-10 intitulée « Standard Test Method for Determination of Carbon in Refractory and Reactive Metals and Their Alloys by Combustion Analysis »;

b) dans le cas des agents réducteurs à base de charbon et des électrodes de carbone, conformément à la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;

c) dans le cas des agents de flux, conformément à la norme ASTM C25-06 intitulée « Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime »;

2° calculer la consommation annuelle de chaque matériau contenant du carbone entrant dans le four à arc électrique en pesant les matériaux au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.19.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, elle doit être remplacée par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

3° lorsque la donnée manquante est la quantité de matières premières consommées ou de produits issus des fours à arc électrique, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire.

QC.19.7. Tableau

Tableau 19-1. Facteurs d'émission de CH₄ selon le mode de chargement dans un four à arc électrique

(QC.19.4)

Ferroalliages	Mode de chargement du four à arc électrique		
	Chargement par lot	Chargement discontinu ^a	Chargement discontinu, à température supérieure à 750 °C ^b
Silicium métal	0,0015	0,0012	0,0007
Ferrosilicium 90%	0,0014	0,0011	0,0006
Ferrosilicium 75%	0,0013	0,0010	0,0005
Ferrosilicium 65%	0,0013	0,0010	0,0005

^a Chargement à intervalles d'une minute
^b Température saisie dans la conduite des gaz d'échappement située en aval du toit du four

QC.20. PRODUCTION DE MAGNÉSIUM

QC.20.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de production de magnésium métallique par fusion, électrolyse, affinage, refonte, ou les procédés dans lesquels le magnésium en fusion est utilisé, tels que la préparation d'alliages, le moulage, l'emboutissage, l'extrusion, le façonnage ou le laminage.

QC.20.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1 attribuables à leur utilisation en tant que gaz de couverture et de gaz porteur dans la production de magnésium métallique, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle de magnésium métallique produit ou traité par type de procédé, en tonnes métriques;

4° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.20.5 ont été utilisées;

5° la justification de tout changement supérieur à 30% du taux d'utilisation de gaz de couverture;

6° la description de toute nouvelle technologie de protection du magnésium liquide expliquant un changement dans les émissions de gaz à effet de serre attribuables à leur utilisation en tant que gaz de couverture et de gaz porteur;

7° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

QC.20.3. Méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation de gaz de couverture et de gaz porteur

Les émissions annuelles de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1 attribuables à l'utilisation de gaz de couverture et de gaz porteur dans la production de magnésium métallique doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.20.3.1 et QC.20.3.2.

QC.20.3.1. Calcul basé sur la variation d'inventaire

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation de gaz de couverture et de gaz porteur dans la production de magnésium métallique peuvent être calculées sur la base de la variation d'inventaire, selon l'équation 20-1 :

Équation 20-1

$$GES_k = G_{Inv-Début} - G_{Inv-Fin} + G_{Achats} - G_{Livrés}$$

Où :

GES_k = Émissions annuelles de gaz k utilisé comme gaz de couverture ou gaz porteur, en tonnes métriques;

$G_{Inv-Début}$ = Quantité de gaz k en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

$G_{Inv-Fin}$ = Quantité de gaz k en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

G_{Achats} = Quantité des achats de gaz k pour l'année, en tonnes métriques;

$G_{Livrés}$ = Quantité de gaz k transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques;

k = Gaz de couverture ou gaz porteur.

QC.20.3.2. Calcul basé sur la surveillance des variations de masse dans les contenants individuels d'entreposage

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation de gaz de couverture et de gaz porteur dans la production de magnésium métallique peuvent être calculées par compilation des variations de masse des contenants individuels d'entreposage, selon l'équation 20-2 :

Équation 20-2

$$GES_k = \sum_{i=1}^n (C_{Début} - C_{Fin})_n$$

Où :

GES_k = Émissions annuelles de gaz k utilisé comme gaz de couverture ou gaz porteur, en tonnes métriques;

n = Nombre de période d'utilisation;

i = Période d'utilisation;

$C_{Début}$ = Quantité de gaz k dans le contenant au début de la période d'utilisation i , en tonnes métriques;

C_{Fin} = Quantité de gaz k dans le contenant à la fin de la période d'utilisation i , en tonnes métriques.

Lorsque l'installation est équipée de débitmètres permettant d'assurer le suivi et de tenir un registre des données de débits massiques, la masse de chaque gaz doit remplacer « $(C_{Début} - C_{Fin})$ » au cours de la période d'utilisation i ;

k = Gaz de couverture ou gaz porteur.

QC.20.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise des gaz de couverture ou des gaz porteurs dans la production de magnésium métallique doit :

1° étalonner, avant la première déclaration d'émissions et par la suite à la fréquence minimale prescrite par le fabricant, tous les débitmètres, dynamomètres et balances utilisés pour déterminer la quantité de gaz de couverture ou de gaz porteur;

2° mesurer le débit massique du gaz de couverture ou du gaz porteur dans le système de distribution des gaz. Dans le cas où des débitmètres sont utilisés, la précision minimale doit être de 1% de leur charge maximale;

3° déterminer annuellement les quantités de gaz utilisés conformément aux méthodes suivantes :

a) dans le cas de l'émetteur qui calcule ses émissions selon QC.20.3.1, en mesurant toutes les quantités de gaz de couverture ou gaz porteur à l'aide de balances ou de dynamomètres dont la précision est minimalement de 1% de leur charge maximale, en tenant compte de la masse du contenant lorsqu'il est vide;

b) dans le cas de l'émetteur qui calcule ses émissions selon QC.20.3.2, en tenant un registre complet de la nature du contenu et de la masse des contenants entrant ou sortant de l'entreposage. La masse des contenants remisés doit être mesurée immédiatement avant leur entreposage. De plus, l'émetteur doit mesurer toutes les quantités de gaz de couverture ou de gaz porteur à l'aide de balances ou de dynamomètres dont la précision est minimalement de 1% de leur charge maximale, en tenant compte de la masse du contenant lorsqu'il est vide;

4° s'assurer que les quantités de gaz obtenues de la part du fournisseur de gaz de couverture ou de gaz porteur soient déterminées conformément au sous-paragraphe *b* du paragraphe 3°.

QC.20.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° pour chaque donnée relative au calcul des émissions attribuables au gaz de couverture ou au gaz porteur manquante, en la remplaçant par la production de magnésium multipliée par le taux d'utilisation de gaz de couverture ou de gaz porteur, calculé selon l'équation 20-3, pendant la période de données manquantes. Ces données doivent provenir de la période la plus récente où les conditions d'opération étaient similaires à celles de la période de données manquantes.

Équation 20-3

$$T_k = \frac{C_k}{Mg}$$

Où :

T_k = Taux d'utilisation du gaz de couverture ou gaz porteur k au cours d'une période où les conditions d'opération étaient similaires à la période de données manquantes, en tonnes métriques de gaz par tonne métrique de magnésium métallique;

C_k = Consommation de gaz de couverture ou de gaz porteur k au cours de la période d'opération similaire, en tonnes métriques;

Mg = Quantité de magnésium métallique produit ou ajouté au procédé au cours de la période d'opération similaire, en tonnes métriques;

k = Gaz de couverture ou gaz porteur;

2° lorsque les masses précises des contenants de gaz avant et après leur utilisation ne sont pas disponibles, l'émetteur doit présumer que le contenant s'est entièrement vidé au cours de la période d'utilisation et que la quantité de gaz utilisé est équivalente à la quantité de gaz achetée.

QC.21. PRODUCTION D'ACIDE NITRIQUE**QC.21.1. Sources visées**

Les sources visées sont les unités de production d'acide nitrique.

QC.21.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de N_2O attribuables à la production d'acide nitrique, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° pour chaque unité de production d'acide nitrique :

a) la production annuelle d'acide nitrique, en tonnes métriques, sur la base d'acide à 100%;

b) la production annuelle d'acide nitrique lorsque le système antipollution est utilisé, en tonnes métriques, sur la base d'acide à 100%;

c) le facteur d'émission moyen de N₂O, en kilogrammes de N₂O par tonne d'acide nitrique produit, sur la base d'acide à 100%;

4° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.21.5 ont été utilisées;

5° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

QC.21.3. Méthodes de calcul des émissions de N₂O

Les émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.21.3.1 et QC.21.3.2.

QC.21.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique peuvent être calculées en utilisant un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.21.3.2. Calcul des émissions de N₂O utilisant un facteur d'émission et les données de production

Les émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique peuvent être calculées selon les équations 21-1 à 21-4 :

Équation 21-1

$$N_2O = \sum_{k=1}^n N_2O_k$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique, en tonnes métriques;

n = Nombre d'unités de production d'acide nitrique;

k = Unité de production d'acide nitrique;

N₂O_k = Émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique de l'unité de production *k*, calculées conformément à l'équation 21-2, en tonnes métriques;

Équation 21-2

$$N_2O_k = \sum_{i=1}^n \left[1 - (F_{D,k} \times F_{U,k})_i \right] \times FE_k \times P_k \times 0,001$$

Où :

N₂O_k = Émissions annuelles de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique de l'unité de production *k*, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types d'équipement antipollution utilisés;

i = Type d'équipement antipollution;

F_{D,k} = Facteur de destruction de l'équipement antipollution *i* utilisé à l'unité de production *k*, en kilogrammes de N₂O par kilogramme de gaz traité;

F_{U,k} = Facteur d'utilisation de l'équipement antipollution *i* utilisé à l'unité de production *k*, calculé conformément à l'équation 21-3;

FE_k = Facteur d'émission moyen de N_2O de l'unité de production k , calculé conformément à l'équation 21-4, en kilogrammes de N_2O par tonne d'acide nitrique, sur la base d'acide à 100%;

P_k = Production annuelle d'acide nitrique de l'unité de production k , en tonnes d'acide nitrique produit, sur la base d'acide à 100%;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

k = Unité de production d'acide nitrique;

Équation 21-3

$$FU_{ki} = \frac{P_{ki,EA}}{P_k}$$

Où :

FU_{ki} = Facteur d'utilisation de l'équipement antipollution i à l'unité de production k ;

$P_{ki,EA}$ = Production annuelle d'acide nitrique à l'unité de production k lorsque l'équipement antipollution i est utilisé, en tonnes métriques, sur la base d'acide à 100%;

P_k = Production annuelle d'acide nitrique à l'unité de production k , en tonnes métriques, sur la base d'acide à 100%;

i = Type d'équipement antipollution;

k = Unité de production d'acide nitrique;

Équation 21-4

$$FE_k = \sum_{i=1}^n \left[\frac{C_{N_2O} \times Q_{fg} \times 1,826 \times 10^{-6}}{TP} \right]_i \times \frac{1}{n}$$

Où :

FE_k = Facteur d'émission moyen de N_2O de l'unité de production k , en kilogrammes de N_2O par tonne métrique d'acide nitrique, sur la base d'acide à 100%;

- n = Nombre de tests de performance;
- i = Test de performance effectué conformément à QC.21.4;
- C_{N_2O} = Concentration de N_2O dans le flux gazeux pendant le test de performance *i*, en ppm;
- Q_{fg} = Débit volumétrique du flux gazeux pendant le test de performance *i*, en mètres cubes aux conditions de référence par heure;
- $1,826 \times 10^{-6}$ = Facteur de conversion des ppm en kilogrammes par mètre cube aux conditions de référence;
- TP = Taux de production d'acide nitrique pendant le test de performance *i*, en tonnes métriques par heure, sur la base d'acide à 100%;
- k = Unité de production d'acide nitrique.

QC.21.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de l'acide nitrique doit :

1° effectuer un test de performance, lors de conditions normales d'opération et lorsque le système antipollution n'est pas utilisé. Le test doit être effectué annuellement ainsi que lorsque des changements surviennent à l'unité de production, dont lors de l'installation d'un système antipollution. Dans le cadre de ce test, l'émetteur doit :

a) déterminer le facteur d'émission moyen de N_2O de chaque unité de production d'acide nitrique;

b) déterminer la concentration de N_2O conformément à l'une des méthodes suivantes :

i. la méthode 320 prévue à l'annexe A de la partie 63 du titre 40 du Code of Federal Regulations, intitulée « Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy » et publiée par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

ii. la norme ASTM D6348-03 (2010) intitulée « Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy »;

c) déterminer le taux de production et la concentration de N₂O dans le flux gazeux pour chaque unité de production conformément à l'une des méthodes suivantes :

i. en utilisant un instrument de mesure tel un débitmètre ou une balance;

ii. en utilisant le même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

d) tenir un registre complet pour chaque test de performance effectué, en y incluant les données brutes, les résultats d'échantillonnage, les calculs qui ont servi à déterminer les facteurs d'émission de N₂O ainsi l'information permettant de déterminer le taux de production d'acide nitrique;

2° déterminer mensuellement la production d'acide nitrique pour chaque unité de production, lorsque le système antipollution n'est pas utilisé ainsi que lorsqu'il est utilisé, selon l'une des méthodes prévues au sous-paragraphe *b* du paragraphe 1°;

3° déterminer le facteur de destruction selon l'une des méthodes suivantes :

a) utiliser le facteur de destruction spécifié par le fabricant;

b) estimer le facteur de destruction en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

c) effectuer un test de performance additionnel sur le flux gazeux à la sortie du système antipollution.

QC.21.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° pour chaque donnée mensuelle de production d'acide nitrique manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire;

2° pour chaque donnée manquante déterminée à partir du test de performance, incluant le facteur d'émission de N₂O, le taux de production et la concentration en N₂O, un nouveau test de performance doit être effectué.

QC.22. PRODUCTION D'ACIDE PHOSPHORIQUE

QC.22.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés par voie humide utilisés pour produire de l'acide phosphorique par la réaction entre de la roche phosphatée et de l'acide.

QC.22.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'acide phosphorique, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle d'acide phosphorique produite, en tonnes métriques;

4° les teneurs mensuelles en carbone inorganique de la roche phosphatée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de roche phosphatée;

5° les consommations mensuelles et annuelle de roche phosphatée, en tonnes métriques;

6° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.22.5 ont été utilisées;

7° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques;
- b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

Le paragraphe 4° du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.22.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Pour chacun des procédés, les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'acide phosphorique doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.22.3.1 et QC.22.3.2.

QC.22.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.22.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la production d'acide phosphorique

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'acide phosphorique peuvent être calculées selon l'équation 22-1 :

Équation 22-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} [RP_i \times TC_i] \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acide phosphorique, en tonnes métriques;

i = Mois;

RP_i = Consommation de roche phosphatée pour le mois i , en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone de la roche phosphatée pour le mois i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de roche phosphatée;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.22.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de l'acide phosphorique doit :

1° prélever mensuellement un échantillon de chaque type de roche phosphatée lorsque cette dernière provient de sources différentes ou produire un échantillon obtenu par la combinaison d'échantillons représentatifs;

2° déterminer la teneur en carbone inorganique de chaque échantillon de roche phosphatée prélevé mensuellement dans le système d'alimentation, conformément à la méthode indiquée dans le manuel intitulé « Analytical Methods Manual in 2010 (10th edition), version 1.92 » publié par The Association of Fertilizer and Phosphate Chemists;

3° déterminer la consommation mensuelle de roche phosphatée au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré.

QC.22.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° pour chaque donnée mensuelle de teneur en carbone inorganique de roche phosphatée manquante, la donnée de remplacement doit être la moyenne arithmétique des données échantillonnées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Cependant, si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée échantillonnée ou mesurée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

2° pour chaque donnée de consommation mensuelle de roche phosphatée manquante, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire.

QC.23. PRODUCTION D'AMMONIAC**QC.23.1. Sources visées**

Les sources visées sont les procédés de production d'ammoniac par le reformage à la vapeur de combustibles fossiles ainsi que par la gazéification de matières premières liquides ou solides.

QC.23.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac par les procédés de reformage à la vapeur ou de gazéification, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les consommations mensuelles et annuelles de chaque matière première utilisée pour la production d'ammoniac, soit :

- a) en mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des gaz;
- b) en kilolitres dans le cas des liquides;
- c) en tonnes métriques dans le cas des solides;

4° la teneur en carbone mensuelle de chaque matière première utilisée pour la production d'ammoniac, soit :

- a) en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première dans le cas des gaz et des solides;
- b) en kilogrammes de carbone par kilolitre de matière première dans le cas des liquides;

5° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz résiduels, en tonnes métriques;

6° la consommation annuelle de gaz résiduels, en mètres cubes aux conditions de référence;

7° la teneur en carbone mensuelle des gaz résiduels, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz;

8° la production annuelle d'ammoniac, en tonnes métriques;

9° dans le cas où le CO₂ issu de la production d'ammoniac est utilisé pour produire de l'urée, la production annuelle d'urée, en tonnes métriques;

10° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.23.5 ont été utilisées;

11° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 2° et 5°, excluant les émissions attribuables à la combustion ou la fermentation de biomasse et de biocombustibles, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

Les paragraphes 4° à 7° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.23.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Pour chacun des procédés utilisés, les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.23.3.1 et QC.23.3.2 et les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz résiduels doivent être calculées conformément à QC.23.3.3.

QC.23.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.23.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac peuvent être calculées selon les équations 23-1 à 23-4 :

Équation 23-1

$$CO_2 = \sum_{k=1}^n [CO_{2,G} + CO_{2,L} + CO_{2,S}]_k$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac, en tonnes métriques;

n = Nombre total d'unités de production d'ammoniac;

k = Unité de production d'ammoniac;

$CO_{2,G}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité de production k pour des matières premières gazeuses, calculées conformément à l'équation 23-2, en tonnes métriques;

$CO_{2,L}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité de production k pour des matières premières liquides, calculées conformément à l'équation 23-3, en tonnes métriques;

$CO_{2,S}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité production k pour des matières premières solides, calculées conformément à l'équation 23-4, en tonnes métriques;

Équation 23-2

$$CO_{2,G} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

$CO_{2,G}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité de production k pour des matières premières gazeuses, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_i = Consommation de matières premières gazeuses pour le mois i , en mètres cubes aux conditions de référence ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, en kilogrammes;

TC_i = Teneur en carbone des matières premières gazeuses consommées pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matières premières;

MM = Masse moléculaire de la matière première gazeuse, en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, remplacer $\left[\frac{MM_x}{CVM} \right]$ par 1;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit $24,06 \text{ m}^3$ par kilomole aux conditions de référence;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 23-3

$$CO_{2,L} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

CO_{2,L} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac de l'unité de production *k* pour des matières premières liquides, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_{*i*} = Consommation de matières premières durant le mois *i*, en kilolitres;

TC_{*i*} = Teneur en carbone des matières premières liquides consommées pour le mois *i*, en kilogrammes de carbone par kilolitre de matières premières;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 23-4

$$CO_{2,S} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times 3,664$$

Où :

CO_{2,S} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac de l'unité production *k* pour des matières premières solides, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_i = Consommation de matières premières solides pour le mois i , en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone des matières premières solides consommées pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matières premières;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 par rapport au carbone.

QC.23.3.3. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la combustion de gaz résiduels

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion des gaz résiduels de chaque unité de production d'ammoniac doivent être calculées selon l'équation 23-5 :

Équation 23-5

$$CO_{2,GR} = \sum_{i=1}^{12} [GR_i \times TC_i] \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 0,001$$

Où :

$CO_{2,GR}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion des gaz résiduels de chaque unité de production, en tonnes métriques;

i = Mois;

GR_i = Quantité de gaz résiduels pour le mois i , en mètres cubes aux conditions de référence ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, en kilogrammes;

TC_i = Teneur en carbone des gaz résiduels pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz résiduel;

MM = Masse moléculaire des gaz résiduels, en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé,

remplacer $\left[\frac{MM_x}{CVM} \right]$ par 1;

- CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;
- 3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.23.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de l'ammoniac doit :

1° déterminer la consommation de matières premières conformément aux méthodes suivantes :

- a) à l'aide de débitmètres dans le cas des matières premières liquides et gazeuses ainsi que dans le cas des gaz résiduels;
- b) à l'aide du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire dans le cas des matières premières solides, de l'ammoniac et de l'urée produits;

2° déterminer mensuellement la teneur en carbone et la masse moléculaire moyenne de chaque matière première consommée et des gaz résiduels en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau ou en utilisant les méthodes suivantes :

- a) la norme ASTM D1945-03 (2010) intitulée « Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography »;
- b) la norme ASTM D1946-90 (2006) intitulée « Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography »;
- c) la norme ASTM D2502-04 (2009) intitulée « Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements »;
- d) la norme ASTM D2503-92 (2007) intitulée « Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure »;

e) la norme ASTM D3238-95 (2010) intitulée « Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method »;

f) la norme ASTM D5291-10 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants »;

g) la norme ASTM D3176-09 intitulée « Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke »;

h) la norme ASTM D5373-08 intitulée « Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal »;

3° étalonner tous les débitmètres de combustible liquide ou gazeux, à l'exception de ceux servant à la facturation du gaz, et mesurer le niveau des réservoirs conformément aux méthodes prévues à QC.1.5.

QC.23.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la donnée de remplacement doit être la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Cependant, si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée échantillonnée ou mesurée après la période pour laquelle la donnée est manquante;

3° lorsque la donnée manquante est la quantité de matières premières ou de gaz résiduels consommés, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire.

QC.24. TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET UTILISATION D'ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

QC.24.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les équipements non visés par les méthodes de calcul prévues à QC.16 qui sont utilisés pour le transport et la distribution d'électricité ainsi que ceux utilisés pour la production d'électricité, notamment les réseaux de transport et de distribution, les postes électriques, les disjoncteurs haute tension et les sectionneurs, qui utilisent des SF₆ et des PFC.

Sont également visées, les émissions fugitives attribuables aux équipements de l'entreprise.

QC.24.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions fugitives annuelles de SF₆ attribuables aux équipements électriques, en tonnes métriques;
- 2° les émissions fugitives annuelles de chaque PFC attribuables aux équipements électriques, en tonnes métriques;
- 3° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.24.5 ont été utilisées;
- 4° les émissions annuelles de gaz à effet de serre de catégorie autres correspondant au total des émissions visées paragraphes 1° et 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

QC.24.3. Méthodes de calcul des émissions fugitives de SF₆ et de PFC

Les émissions fugitives de SF₆ et de PFC doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.24.3.1 et QC.24.3.2.

QC.24.3.1. Calcul des émissions fugitives par bilan massique

Les émissions fugitives de SF₆ et de PFC peuvent être calculées en appliquant la méthode du bilan massique fondée sur le suivi et la comptabilisation systématique de chaque utilisation de SF₆ et de PFC par l'émetteur. Aux fins de ce calcul, toutes les quantités de SF₆ et de PFC qui ne peuvent être comptabilisées sont présumées avoir été émises.

Ces émissions fugitives doivent être calculées selon les équations 24-1 à 24-5 :

Équation 24-1

$$GES_j = (\Delta S_{ENT} + S_{ACQ} - S_{VEN} - \Delta S_{CNT})_j \times 0,001$$

Où :

GES_j = Émissions fugitives annuelles du gaz *j*, en tonnes métriques;

ΔS_{ENT} = Variation de la quantité du gaz *j* entreposé dans des contenants de stockage, autres que les équipements électriques, calculée conformément à l'équation 24-2, en kilogrammes;

S_{ACQ} = Quantité de gaz *j* acquis pendant l'année, contenu dans les équipements électriques ou les contenants de stockage, calculée conformément à l'équation 24-3, en kilogrammes;

S_{VEN} = Quantité de gaz *j* vendu ou cédé à d'autres installations ou établissements pendant l'année, contenu dans les équipements électriques ou les contenants de stockage, calculée conformément à l'équation 24-4, en kilogrammes;

ΔS_{CNT} = Augmentation nette de la capacité nominale totale d'un équipement nécessitant du gaz *j*, calculée conformément à l'équation 24-5, en kilogrammes;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

j = Type de gaz;

Équation 24-2

$$\Delta S_{ENT} = S_{Début} - S_{Fin}$$

Où :

ΔS_{ENT} = Variation de la quantité de gaz *j* entreposé dans des contenants de stockage, autres que les équipements électriques, en kilogrammes;

$S_{Début}$ = Quantité de gaz *j* entreposé au début de l'année dans des contenants de stockage, autres que les équipements électriques, en kilogrammes;

S_{Fin} = Quantité de gaz *j* entreposé à la fin de l'année dans des contenants de stockage, autres que les équipements électriques, en kilogrammes;

j = Type de gaz;

Équation 24-3

$$S_{ACQ} = S_{Acquis} + S_{Équipement} + S_{Retourné}$$

Où :

S_{ACQ} = Quantité de gaz *j* acquis pendant l'année, contenu dans les équipements électriques ou les contenants de stockage, en kilogrammes;

S_{Acquis} = Quantité de gaz *j* acquis, contenu dans des contenants, en kilogrammes;

$S_{Équipement}$ = Quantité de gaz *j* acquis, contenu dans les équipements électriques, en kilogrammes;

$S_{Retourné}$ = Quantité de gaz *j* retourné à l'entreprise après des opérations de recyclage hors site, en kilogrammes;

j = Type de gaz;

Équation 24-4

$$S_{VEN} = S_{Vendu} + S_{Retourné} + S_{Détruit} + S_{Recyclé}$$

Où :

S_{VEN} = Quantité de gaz j vendu ou cédé à d'autres installations ou établissements pendant l'année, dans les contenants de stockage ou les équipements électriques, en kilogrammes;

S_{Vendu} = Quantité de gaz j vendu à d'autres installations ou établissements, en incluant le gaz résiduel contenu dans l'équipement électrique vendu, en kilogrammes;

$S_{Retourné}$ = Quantité de gaz j retourné aux fournisseurs, en kilogrammes;

$S_{Détruit}$ = Quantité de gaz j envoyé aux installations de destruction, en kilogrammes;

$S_{Recyclé}$ = Quantité de gaz j envoyé aux installations de recyclage hors site, en kilogrammes;

j = Type de gaz;

Équation 24-5

$$\Delta S_{CNT} = S_{Nouveau} - S_{Retiré}$$

Où :

ΔS_{CNT} = Augmentation nette de la capacité nominale totale d'un équipement électrique nécessitant du gaz j , en kilogrammes;

$S_{Nouveau}$ = Capacité nominale totale d'un nouvel équipement électrique, en kilogrammes;

$S_{Retiré}$ = Capacité nominale totale d'un équipement électrique hors service ou vendu, en kilogrammes;

j = Type de gaz.

QC.24.3.2. Calcul des émissions fugitives par mesure directe

Les émissions fugitives de SF₆ et de PFC peuvent être calculées en mesurant directement la masse de gaz ajouté dans l'équipement électrique en cours d'exploitation et la quantité de gaz collecté dans tout équipement mis hors service, selon les équations 24-6 à 24-8 :

Équation 24-6

$$GES_j = (S_{EXP} + S_{MHS})_j \times 0,001$$

Où :

GES_j = Émissions annuelles du gaz *j* attribuables à l'exploitation et à la mise hors service de l'équipement électrique, en tonnes métriques;

S_{EXP} = Émissions annuelles du gaz *j* durant la phase d'exploitation de l'équipement électrique, calculées conformément à l'équation 24-7, en kilogrammes;

S_{MHS} = Émissions annuelles du gaz *j* durant la phase de mise hors service de l'équipement électrique, calculées conformément à l'équation 24-8, en kilogrammes;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

j = Type de gaz;

Équation 24-7

$$S_{EXP} = \sum_{i=1}^n S_i$$

Où :

S_{EXP} = Émissions fugitives annuelles du gaz *j* durant la phase d'exploitation de l'équipement électrique, en kilogrammes;

n = Nombre d'ajouts de gaz *j* au cours de l'année;

i = Ajout;

S_i = Quantité de gaz j ajouté dans l'équipement électrique durant les ajouts i , en kilogrammes;

j = Type de gaz;

Équation 24-8

$$S_{MHS} = \sum_{i=1}^n (CN - S_C)_i$$

Où :

S_{MHS} = Émissions annuelles du gaz j durant la phase de mise hors service de l'équipement électrique, en kilogrammes;

n = Nombre d'équipements électriques mis hors service au cours de l'année;

i = Équipement électrique;

CN = Capacité nominale de l'équipement électrique i mis hors service, en kilogrammes;

S_C = Quantité de gaz j collecté dans l'équipement électrique i mis hors service, en kilogrammes;

j = Type de gaz.

QC.24.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise de transport ou de distribution d'électricité ou qui utilise des équipements électriques doit :

1° mesurer l'ajout de SF₆ ou de PFC durant la phase d'exploitation à l'aide d'un instrument de mesure tel un débitmètre ou une balance. Dans le cas de l'utilisation d'une balance, les contenants de SF₆ et de PFC doivent être pesés avant et après le remplissage de l'équipement électrique, la différence étant égale à la quantité de SF₆ et de PFC ajoutés dans l'équipement;

2° effectuer l'étalonnage des instruments servant à mesurer la masse de SF₆ et de PFC utilisés pour recharger l'équipement électrique, selon l'une des méthodes suivantes :

- a) en suivant les indications du fabricant dans le cas de l'utilisation d'un débitmètre;
- b) en pesant tous les 6 mois des articles de poids prédéterminé et en effectuant les ajustements correspondants dans le cas de l'utilisation d'une balance.

QC.24.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement provenant des données obtenues de pièces d'équipement ayant une capacité nominale de gaz SF₆ et PFC équivalente, ainsi que des données de réparation, de remplacement et d'entretien de pièces d'équipement similaires.

QC.25. UTILISATION DE CARBONATES

QC.25.1. Sources visées

Les sources visées sont les équipements de procédé qui utilisent des carbonates tels le calcaire, la dolomite, l'ankérite, la magnésite, la sidérite, la rhodochrosite, le carbonate de sodium et le carbonate de strontium.

Sont exclus tous les équipements utilisant des carbonates ou des matières premières contenant des carbonates consommés lors de la production de ciment, de ferroalliages, de verre, de fer et d'acier, de plomb, de chaux, d'acide phosphorique, de carbonate de sodium ou de zinc et pour lesquels des méthodes de calcul particulières sont prévues à la présente annexe.

Sont également exclus les carbonates contenus dans les agents absorbants utilisés dans les équipements d'épuration des gaz acides dont les émissions doivent être calculées et déclarées conformément à QC.1.3.6.

QC.25.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de carbonates ou de matières premières à base de carbonates, en tonnes métriques;

2° la consommation annuelle de chaque carbonate ou matière première à base de carbonates, en tonnes métriques;

3° lorsque la méthode de calcul prévue à QC.25.3.2 est utilisée :

a) la fraction de calcination des carbonates, en tonnes de carbonate obtenu par tonne de carbonates dans la matière première à base de carbonates;

b) la teneur moyenne annuelle en carbonates de chaque matière première à base de carbonates, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière première à base de carbonates;

4° lorsque la méthode de calcul prévue à QC.25.3.3 est utilisée, la quantité annuelle de chaque matière à base de carbonates à la sortie du four, en tonnes métriques;

5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.25.5 ont été utilisées;

6° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques.

Le paragraphe 3° du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.25.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Pour chacun des procédés, les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de matières premières à base de carbonates doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.25.3.1 à QC.25.3.3.

QC.25.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.25.3.2. Calcul des émissions de CO₂ utilisant la fraction de calcination

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de carbonates ou de matières premières à base de carbonates peuvent être calculées en utilisant la fraction de calcination, selon l'équation 25-1 :

Équation 25-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m (MP_{j,i} \times TC_{j,i}) \times FE_i \times F_i \right]$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de matières premières à base de carbonates, en tonnes métriques;

n = Nombre de carbonates contenus dans les matières premières;

i = Carbonate;

m = Nombre de matières premières à base de carbonates utilisées;

j = Matière première;

MP_{j,i} = Consommation annuelle de la matière première *j* à base de carbonate *i*, en tonnes métriques;

TC_{j,i} = Teneur annuelle moyenne en carbonate *i* de la matière première *j* utilisée, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière première;

FE_i = Facteur d'émission du carbonate i indiqué au tableau 25-1 prévu à QC.25.6, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de carbonate;

F_i = Fraction de calcination du carbonate i , en tonnes métriques de carbonate obtenu par tonne métrique de carbonate dans la matière première, où 1,0 correspond à une calcination complète.

QC.25.3.3. Calcul des émissions de CO_2 par bilan massique

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation de carbonates ou de matières premières à base de carbonates peuvent être calculées en utilisant un bilan massique, selon l'équation 25-2 :

Équation 25-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m (MP_{j,i} \times TC_{j,i}) \times FE_i \right] - \sum_{i=1}^n \left[\sum_{k=1}^p (MS_{k,i} \times TC_{k,i}) \times FE_i \right]$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation de carbonates ou de matières premières à base de carbonates, en tonnes métriques;

n = Nombre de carbonates contenus dans les matières premières;

i = Carbonate;

m = Nombre de matières premières à base de carbonates utilisées;

j = Matière première;

$MP_{j,i}$ = Consommation annuelle de carbonates ou matières premières j à base de carbonate i , en tonnes métriques;

$TC_{j,i}$ = Teneur annuelle moyenne en carbonate i de la matière première j , en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière première;

FE_i = Facteur d'émission du carbonate i indiqué au tableau 25-1 prévu à QC.25.6, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de carbonate;

p = Nombre de matière contenant du carbonate à la sortie du four;

k = Matière contenant du carbonate à la sortie du four;

$MS_{k,i}$ = Quantité annuelle de matière k contenant du carbonate i à la sortie du four, en tonnes métriques;

$TC_{k,i}$ = Teneur annuelle moyenne en carbonate i de la matière k à la sortie du four, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière.

QC.25.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise des matières premières à base de carbonates doit :

1° déterminer annuellement la fraction de calcination de chaque carbonate consommé par échantillonnage et analyse chimique, en utilisant une méthode reconnue par l'industrie, telles les méthodes ASTM, ASME ou API, à l'aide d'un essai de fluorescence aux rayons X ou en utilisant la valeur de 1,0;

2° déterminer annuellement la teneur en carbonate moyenne en calculant la moyenne arithmétique des données mensuelles obtenues des fournisseurs de matières premières, en procédant par échantillonnage et analyse chimique ou en utilisant une valeur de 1,0;

3° déterminer la quantité annuelle de chaque carbonate, de chaque matière première à base de carbonates consommée et de chaque matière à base de carbonates à la sortie du four en les pesant mensuellement au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré ou à partir de calculs fondés sur les données du système de contrôle de procédé.

QC.25.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité mensuelle de matières premières à base de carbonates à l'entrée ou à la sortie du four, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire;

3° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbonate dans les matières premières ou dans les matières à base de carbonates à la sortie du four, la donnée de remplacement doit être la valeur par défaut de 1,0.

QC.25.6. Tableaux

Tableau 25-1. Facteurs d'émission de CO₂ des différents carbonates

QC.25.3.2, QC.25.3.3)

Nom minéral – Carbonate	Facteur d'émission de CO₂ (tonnes de CO₂ par tonne de carbonate)
Calcaire – 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 – Na ₂ CO ₃	0,41492
Carbonate de strontium – SrCO ₃	0,29811
Autres	$\frac{\text{nombre de (CO}_3\text{ -) dans le carbonate} \times \text{masse molaire du CO}_2}{\text{masse molaire du carbonate}}$

QC.26. PRODUCTION DE VERRE**QC.26.1. Sources visées**

Les sources visées sont les fours de fusion de verre pour la production de verre plat, de verre de conditionnement, de verre pressé et soufflé ou de laine de fibre de verre.

QC.26.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- 1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de verre, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de matières premières contenant des carbonates pour la production de verre, calculées conformément à QC.25, en tonnes métriques;
- 3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans les fours de fusion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, à l'exception des fours de fusion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;
- 5° la consommation annuelle de chaque matière première contenant des carbonates utilisée dans le four, en tonnes métriques;
- 6° la teneur moyenne annuelle en carbonates de chaque matière première à base de carbonates utilisée dans le four, en tonnes métriques de carbonate par tonne métrique de matière première;
- 7° la fraction de calcination des carbonates contenus dans les matières premières, en tonnes métriques de carbonate obtenu par tonne de carbonate dans la matière première;
- 8° la quantité annuelle de verre produit, en tonnes métriques;

9° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.26.5 ont été utilisées;

10° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3° et 4°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

Les paragraphes 2°, 3°, 5°, 6° et 7° du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.26.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Pour chaque four de fusion, les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de verre doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.26.3.1 et QC.26.3.2.

QC.26.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4.

QC.26.3.2. Calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de matières premières contenant des carbonates peuvent être calculées selon l'équation 26-1 :

Équation 26-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n CO_{2,i}$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation de matières premières contenant des carbonates pour la production de verre dans l'ensemble des fours, en tonnes métriques;

n = Nombre de fours de fusion de verre;

i = Four;

$CO_{2,i}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation de matières premières contenant des carbonates pour la production de verre dans le four i , calculées conformément à QC.25.3.2, en tonnes métriques.

QC.26.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du verre doit déterminer annuellement, conformément à QC.25.4 :

- 1° la teneur en carbonate moyenne de chaque matière première, ou utiliser la valeur de 1,0;
- 2° la fraction de calcination de chaque carbonate, ou utiliser la valeur de 1,0;
- 3° la quantité de chaque matière première contenant des carbonates.

QC.26.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

1° lorsque les émissions sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la méthode prévue au paragraphe 2° de QC.1.6 doit être utilisée;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité mensuelle de matières premières à base de carbonates, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés ou sur les données utilisées à des fins d'inventaire;

3° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbonate dans les matières premières à base de carbonates, la donnée de remplacement doit être la valeur de 1,0.

QC.27. ÉQUIPEMENTS MOBILES

QC.27.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les équipements mobiles sur le site d'une installation ou d'un établissement utilisés pour le transport ou le déplacement de substances, de matériaux ou de produits, ainsi que tout autre équipement mobile tels les tracteurs, les grues mobiles, l'équipement de transbordement, les équipements miniers, les niveleuses, les chargeuses-pelleteuses, les bulldozers et autres équipements mobiles industriels. Tout équipement mobile utilisé par des sous-traitants aux fins des activités sous le contrôle opérationnel de l'installation ou de l'établissement est également visé.

Sont exclus les véhicules mobiles utilisés dans le cadre d'activités qui ne sont pas liées directement ou indirectement à la production tel, l'entretien de pelouse ou le déneigement, ainsi que les véhicules automobiles au sens du Code de la sécurité routière (L.R.Q., c. C-24.2), les avions et les navires.

QC.27.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion de combustibles fossiles et de biocombustibles, en tonnes métriques, en indiquant, par type de combustible :

a) les émissions de CO₂;

- b) les émissions de CH₄;
- c) les émissions de N₂O;

2° la consommation annuelle et trimestrielle de chaque type de combustible, en litres.

QC.27.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.27.3.1 à QC.27.3.3.

Pour les mélanges de biocombustibles et de combustibles fossiles, les émissions de CO₂ attribuables à la portion biocombustible et à la portion de combustible fossile doivent être calculées séparément.

QC.27.3.1. Calcul des émissions de CO₂ utilisant la quantité de combustible utilisé

Lorsque la quantité de combustibles utilisés est connue, les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-1 :

Équation 27-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^4 [Combustible_i \times FE] \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque type de combustible utilisé par les équipements mobiles, en tonnes métriques;

i = Trimestre;

Combustible_i = Volume du combustible utilisé par les équipements mobiles au trimestre *i*, en litres;

FE = Facteur d'émission de CO₂ du combustible indiqué au tableau 1-2 prévu à QC.1.7 ou au tableau 27-1 prévu à QC.27.6, en kilogrammes par litre;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.27.3.2. Calcul des émissions de CO₂ utilisant les conditions d'utilisation de l'équipement mobile

Lorsque la quantité de combustibles utilisés ne peut être déterminée, les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-2 :

Équation 27-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^4 \left[\sum_{j=1}^n (H_j \times P_j \times FC_j \times CSCF_j) \times FE \right]_i \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque type de combustible utilisé par les équipements mobiles, en tonnes métriques;

i = Trimestre;

n = Nombre d'équipements mobiles;

j = Équipement mobile;

H_j = Temps d'utilisation trimestriel de l'équipement mobile *j*, en heures;

P_j = Puissance nominale de l'équipement mobile *j*, en kilowatts;

FC_j = Facteur de charge de l'équipement mobile *j* déterminé par l'émetteur;

CSCF_j = Consommation spécifique de chaque type de combustible de l'équipement mobile *j*, en litres par kilowattheure;

FE = Facteur d'émission de CO₂ du combustible indiqué au tableau 1-2 prévu à QC.1.7 ou au tableau 27-1 prévu à QC.27.6, en kilogrammes par litre;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.27.3.3. Calcul des émissions de CO₂ basé sur des facteurs d'émission déterminés par l'émetteur en fonction des conditions d'utilisation

Lorsque la quantité de combustibles utilisés ne peut être déterminée et que les informations nécessaires au calcul des émissions de CO₂ selon la méthode prévue à QC.27.3.2 ne sont pas disponibles, les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-3 :

Équation 27-3

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n (H_j \times TCM_j \times FE_j) \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles, en tonnes métriques;

n = Nombre de conditions d'utilisation des équipements mobiles;

j = Condition d'utilisation;

H_j = Temps d'utilisation annuel de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles, en heures;

TCM_j = Taux de consommation moyen de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles, en litres par heure;

FE_j = Facteur d'émission de CO₂ de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles déterminé par l'émetteur, en kilogrammes par litre;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.27.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements mobiles doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.27.4.1 à QC.27.4.3.

Pour les mélanges de biocombustibles et de combustibles fossiles, les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la portion biocombustible et à la portion combustible fossile doivent être calculées séparément.

QC.27.4.1. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O utilisant la quantité de combustible consommé

Lorsque la quantité de combustibles utilisés est connue, les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-4 :

Équation 27-4

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^4 [Combustible_i \times FE] \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à chaque type de combustible utilisé par les équipements mobiles, en tonnes métriques;

i = Trimestre;

Combustible_{*i*} = Volume du combustible utilisé par les équipements mobiles au trimestre *i*, en litres;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 ou au tableau 27-1 prévu à QC.27.6, en grammes par litre;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.27.4.2. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O en fonction de l'utilisation de l'équipement mobile

Lorsque la quantité de combustibles utilisés ne peut être déterminée, les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-5 :

Équation 27-5

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^4 \left[\sum_{j=1}^n (H_j \times P_j \times FC_j \times CSCF_j) \times FE \right]_i \times 0,000001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à chaque type de combustible utilisé par les équipements mobiles, en tonnes métriques;

i = Trimestre;

n = Nombre d'équipements mobiles;

j = Équipement mobile;

H_j = Temps d'utilisation trimestriel de l'équipement mobile *j*, en heures;

P_j = Puissance nominale de l'équipement mobile *j*, en kilowatts;

FC_j = Facteur de charge de l'équipement mobile *j* déterminé par l'émetteur;

CSCF_j = Consommation spécifique de chaque type de combustible de l'équipement mobile *j*, en litres par kilowattheure;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 ou au tableau 27-1 prévu à QC.27.6, en grammes par litre;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.27.4.3. Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O basé sur des facteurs d'émission déterminés par l'émetteur en fonction des conditions d'utilisation

Lorsque la quantité de combustibles utilisés ne peut être déterminée et que les informations nécessaires au calcul des émissions de CH₄ ou de N₂O selon la méthode prévue à QC.27.4.2 ne sont pas disponibles, les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées selon l'équation 27-6 :

Équation 27-6

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{j=1}^n (H_j \times TCM_j \times FE_j) \times 0,001$$

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables aux équipements mobiles, en tonnes métriques;

n = Nombre de conditions d'utilisation des équipements mobiles;

j = Condition d'utilisation;

H_j = Temps d'utilisation annuel de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles, en heures;

TCM_j = Taux de consommation moyen de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles, en litres par heure;

FE_j = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O de la condition d'utilisation *j* des équipements mobiles déterminé par l'émetteur, en kilogrammes par litre;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.27.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui utilise des équipements mobiles sur le site d'une installation ou d'un établissement doit :

1° dans le cas d'un mélange de biocombustibles et de combustibles fossiles, déterminer lors de chaque livraison la portion de biocombustibles et celle de combustibles fossiles à partir de données indiquées par le fournisseur;

2° déterminer trimestriellement les volumes de combustibles utilisés au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, telles les factures d'achat ou la mesure des jauges de chaque équipement mobile;

3° déterminer annuellement les conditions d'utilisation pendant lesquelles sont utilisés les équipements mobiles lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.27.3.3 et QC.27.4.3 sont utilisées.

QC.27.6. Tableaux

Tableau 27-1. Facteurs d'émission selon le type de combustible

(QC.27.3.1, QC.27.3.2, QC.27.3.3, QC.27.4.1, QC.27.4.2)

Équipements mobiles	CO₂ (kg/L)	CH₄ (g/L)	N₂O (g/L)
Véhicule léger à essence			
- niveau 1	2,289	0,12	0,16
- niveau 0	2,289	0,32	0,66
- convertisseur catalytique d'oxydation	2,289	0,52	0,20
- système sans catalyseur	2,289	0,46	0,028
Camion léger à essence			
- niveau 1	2,289	0,13	0,25
- niveau 0	2,289	0,21	0,66
- convertisseur catalytique d'oxydation	2,289	0,43	0,20
- système sans catalyseur	2,289	0,56	0,028
Véhicule lourd à essence			
- catalyseur à 3 voies	2,289	0,068	0,20
- système sans catalyseur	2,289	0,29	0,047
- sans dispositif anti-pollution	2,289	0,49	0,084
Véhicule léger au diesel			
- dispositif perfectionné	2,663	0,051	0,22
- dispositif à efficacité modéré	2,663	0,068	0,21
- sans dispositif	2,663	0,10	0,16
Camion léger au diesel			
- dispositif perfectionné	2,663	0,068	0,22
- dispositif à efficacité modéré	2,663	0,068	0,21
- sans dispositif	2,663	0,085	0,16

Véhicule lourd au diesel			
- dispositif perfectionné	2,663	0,12	0,082
- dispositif à efficacité modéré	2,663	0,14	0,082
- sans dispositif	2,663	0,15	0,075
Véhicule au gaz naturel	0,00189	0,009	0,00006
Véhicule au propane	1,510	0,64	0,028
Véhicule hors route à essence	2,289	2,7	0,05
Véhicule hors route au diesel	2,663	0,15	1,1
Train alimenté au diesel	2,663	0,15	1,1
Tout véhicule alimenté au biodiesel	2,449	- ¹	- ¹
Tout véhicule alimenté à l'éthanol	1,494	- ²	- ²

¹ Les facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O sont ceux des moteurs au diesel, selon le type de véhicule, pour les véhicules alimentés au biodiesel.

² Les facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O sont ceux des moteurs à essence, selon le type de véhicule, pour les véhicules alimentés à l'éthanol.

QC.28. Fabrication de matériel électronique

QC.28.1. Sources visées

Les sources visées sont les installations ou les établissements qui fabriquent du matériel électronique tel les semi-conducteurs, les afficheurs à cristaux liquides, les microsystèmes électromécaniques et les cellules photovoltaïques. Sont également visés, tous les procédés de fabrication suivants :

1° la gravure au plasma, c'est-à-dire le procédé par lequel les atomes de fluor relâchés par le plasma et d'autres réactifs fluorés réagissent chimiquement au contact du film mince constitué de matériaux diélectriques et de métaux et au contact du silicium;

2° le nettoyage périodique des chambres servant au dépôt de films minces, c'est-à-dire le procédé de nettoyage basé sur l'action des atomes de fluor relâchés par le plasma et d'autres réactifs fluorés;

3° le nettoyage des tranches de semi-conducteurs, c'est-à-dire le procédé par lequel les atomes de fluor relâchés par le plasma et d'autres réactifs fluorés réagissent chimiquement pour éliminer les résidus à la surface des tranches;

4° la transformation des composés fluorés, c'est-à-dire le procédé par lequel les composés fluorés sont transformés en d'autres composés fluorés qui sont ensuite relâchés dans l'atmosphère, à moins qu'ils ne soient récupérés;

5° le dépôt chimique en phase vapeur ou tout autre procédé de fabrication de matériel électronique utilisant du N₂O;

6° le refroidissement de l'équipement, c'est-à-dire le procédé par lequel les gaz fluorés sont utilisés pour le refroidissement de l'équipement, la régularisation de la température durant les tests de dispositifs et les opérations de soudure des semi-conducteurs sur les cartes de circuits imprimés.

QC.28.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables aux procédés de fabrication de matériel électronique, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre prévues à QC.28.3 ayant été utilisées;

4° la production de substrat, tel que le silicium, les cellules photovoltaïques et les afficheurs à cristaux liquides, en mètres carrés;

5° les facteurs d'émission utilisés pour déterminer le taux d'utilisation du gaz dans le procédé et le taux de production des sous-produits dérivés ainsi que la provenance de ces facteurs;

6° la description de chaque méthode de calcul utilisée lorsque elle est différente des méthodes prévues à QC.28.3;

- 7° la consommation annuelle de chaque gaz à effet de serre et la quantité de gaz restant dans le contenant après son utilisation, en tonnes métriques;
- 8° les facteurs de répartition entre chaque procédé de production, soit la quantité de chaque gaz injecté dans chaque procédé utilisé;
- 9° la description du modèle technique utilisé pour répartir la consommation de gaz fluorés;
- 10° la consommation annuelle de chaque gaz à effet de serre, calculée conformément à la méthode utilisée pour déterminer les facteurs de répartition lorsque cette dernière permet une estimation indépendante de celle obtenue conformément à l'équation 28-6 dans QC.28.3.4, en tonnes métriques;
- 11° les données servant au calcul du bilan massique de chaque gaz à effet de serre pour tout fluide de transfert de chaleur utilisé effectué selon l'équation 28-5 prévue à QC.28.3.3;
- 12° les émissions annuelles de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :
- a) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant au total des émissions visées au paragraphe 2°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
 - b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées au paragraphe 1°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

QC.28.3. Méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'ensemble des procédés de fabrication de matériel électronique doivent être calculées selon l'équation 28-1 :

Équation 28-1

$$GES = \sum_{i=1}^n (GES_{P,i} + GES_{D,i} + GES_{FT,i}) + N_2O$$

Où :

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'ensemble des procédés de fabrication de matériel électronique, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types de gaz injecté;

i = Type de gaz injecté;

GES_{P,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'injection de gaz *i* dans un procédé ou une catégorie de procédés *j*, calculées conformément à QC.28.3.1, en tonnes métriques;

GES_{D,i} = Émissions annuelles de gaz dérivé attribuables à l'injection du gaz *i* dans un procédé ou une catégorie de procédés *j*, calculées conformément à QC.28.3.1, en tonnes métriques;

GES_{FT,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation du fluide de transfert de chaleur *i*, calculées conformément à QC.28.3.3, en tonnes métriques;

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables à chaque procédé de fabrication de matériel électronique, calculées conformément à QC.28.3.2, en tonnes métriques;

j = Type de procédé ou de catégorie de procédés.

QC.28.3.1. Méthode de calcul des émissions de gaz fluorés

Les émissions annuelles de gaz fluorés attribuables à l'ensemble des procédés de fabrication de matériel électronique doivent être calculées selon les équations 28-2 et 28-3 ainsi que conformément au deuxième alinéa.

Équation 28-2

$$GES_{P,i} = \sum_{j=1}^m [C_j \times (1-U_j) \times (1-a_j \times d_j)]_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{P,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'injection de gaz i dans un procédé ou une catégorie de procédés j , en tonnes métriques;

m = Nombre total de procédés ou de catégories de procédés;

j = Type de procédé ou de catégorie de procédés;

C_j = Consommation de gaz injecté i dans le procédé ou la catégorie de procédés j , calculée selon l'équation 28-6 et répartie conformément à QC.28.4.2, en kilogrammes;

U_j = Taux d'utilisation du gaz injecté i durant le procédé ou la catégorie de procédés j ;

a_j = Fraction volumétrique du gaz injecté i utilisé dans le procédé ou la catégorie de procédés j dotés d'un système antipollution, en pourcentage exprimé sous la forme décimale;

d_j = Fraction volumétrique du gaz injecté i détruit par le système antipollution raccordé au procédé ou à la catégorie de procédés j , durant le temps d'utilisation du procédé déterminé conformément au paragraphe 2° de QC.28.4.4, en pourcentage exprimé sous la forme décimale, ou une valeur par défaut de 0;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = Gaz injecté;

Équation 28-3

$$GES_{D,i} = \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^p [P_{jk} \times C_j \times (1 - a_j \times d_{jk})]_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{D,i}$ = Émissions annuelles de gaz dérivé k attribuables à l'injection du gaz i dans le procédé ou la catégorie de procédés j , en tonnes métriques;

m = Nombre total de procédés ou de catégories de procédés;

j = Type de procédé ou de catégorie de procédés;

p = Nombre total de gaz dérivés;

k = Gaz dérivé;

P_{jk} = Taux de production de gaz dérivé k produit lors de la consommation de gaz injecté i dans le procédé ou la catégorie de procédés j ;

C_j = Consommation de gaz injecté i d'un procédé j , calculée selon l'équation 28-6 et répartie conformément à QC.28.4.2, en kilogrammes;

a_j = Fraction volumétrique du gaz injecté i utilisé dans le procédé ou la catégorie de procédés j dotés d'un système antipollution, en pourcentage exprimé sous la forme décimale;

d_{jk} = Fraction volumétrique du gaz injecté i détruit par le système antipollution raccordé au procédé ou à la catégorie de procédés j , durant le temps d'utilisation du procédé déterminé au paragraphe 2° de QC.28.4.4, en pourcentage exprimé sous la forme décimale, ou une valeur par défaut de 0;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = Gaz injecté.

Aux fins du calcul des émissions, l'émetteur doit déterminer le taux d'utilisation du gaz injecté durant le procédé ou la catégorie de procédés ainsi que le taux de production de gaz dérivé lors de la consommation de gaz injecté dans le procédé ou la catégorie de procédés selon les méthodes suivantes :

1° dans le cas d'une installation qui fabrique des semi-conducteurs sur des tranches de 300 mm de diamètre ou moins :

a) en utilisant les taux indiqués aux tableaux 28-1, 28-2 et 28-3 prévus à QC.28.6;

b) en mesurant les taux conformément à QC.28.4.3;

2° dans le cas d'une installation qui fabrique des semi-conducteurs sur des tranches de plus de 300 mm de diamètre, en mesurant les taux conformément à QC.28.4.3;

3° dans le cas de toute autre installation de fabrication de matériel électronique, en utilisant les taux indiqués aux tableaux 28-4, 28-5 et 28-6 prévus à QC.28.6.

QC.28.3.2. Méthode de calcul des émissions de N₂O

Les émissions annuelles de N₂O attribuables à l'ensemble des procédés de fabrication de matériel électronique doivent être calculées selon l'équation 28-4 ainsi que conformément au deuxième alinéa.

Équation 28-4

$$N_2O = \sum_{j=1}^m [C_j \times (1 - U_j) \times (1 - a_j \times d_j)] \times 0,001$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables à chaque procédé de fabrication de matériel électronique, en tonnes métriques;

m = Nombre total de procédés utilisés;

j = Type de procédé utilisé;

- C_j = Consommation de N_2O par le procédé j , calculée selon l'équation 28-6 et répartie dans le procédé j recourant au N_2O , en kilogrammes;
- U_j = Taux d'utilisation de N_2O par le procédé j ;
- a_j = Fraction volumétrique de N_2O utilisé dans le procédé j recourant au N_2O doté d'un système antipollution, en pourcentage exprimé sous la forme décimale;
- d_j = Fraction volumétrique de N_2O détruit par les systèmes antipollution raccordés au procédé j , en tenant compte du temps d'utilisation du procédé déterminé conformément au paragraphe 2^o de QC.28.4.4 ou une valeur par défaut de 0;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Aux fins du calcul des émissions, l'émetteur doit :

1^o déterminer le taux d'utilisation de N_2O en le mesurant conformément à QC.28.4.3 ou, lorsque le taux ne peut être mesuré, en utilisant une valeur par défaut de 20% dans le cas des procédés de dépôt chimique en phase vapeur et une valeur de 0% dans le cas de tout autre procédé de fabrication;

2^o dans le cas d'une installation dotée de systèmes antipollution, calculer la réduction des émissions de N_2O attribuables à l'utilisation de tels systèmes conformément à QC.28.4.4.

QC.28.3.3. Méthode de calcul des émissions de gaz fluorés attribuables aux fluides de transfert de chaleur

Les émissions annuelles de gaz fluorés attribuables à l'utilisation de chaque fluide de transfert de chaleur doivent être calculées selon l'équation 28-5 :

Équation 28-5

$$GES_{TC,i} = \rho_i \times [(I_{D,i} - I_{F,i}) + (CN_{R,i} - CN_{N,i}) + (FT_{A,i} - FT_{C,i})] \times 0,001$$

Où :

$GES_{TC,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation du fluide de transfert de chaleur i , en tonnes métriques;

ρ_i = Densité du fluide de transfert de chaleur i , en kilogrammes par litre;

$I_{D,i}$ = Quantité de fluide de transfert de chaleur i dans les contenants, en inventaire au début de l'année, en litres;

$I_{F,i}$ = Quantité de fluide de transfert de chaleur i dans les contenants, en inventaire à la fin de l'année, en litres;

$CN_{R,i}$ = Capacité nominale totale de tout équipement utilisant le fluide de transfert de chaleur i et qui est retiré de l'installation pendant l'année, en litres;

$CN_{N,i}$ = Capacité nominale totale de tout équipement utilisant le fluide de transfert de chaleur i et qui est nouvellement installé pendant l'année, en litres;

$FT_{A,i}$ = Quantité de fluide de transfert de chaleur i acquis pendant l'année, incluant les quantités obtenues des fournisseurs de produits chimiques et d'équipements ainsi que les quantités de fluide retourné à l'installation après le recyclage, en litres;

$FT_{C,i}$ = Quantité de fluide de transfert de chaleur i cédé ou vendu pendant l'année, incluant les quantités retournées aux fournisseurs de produits chimiques, envoyées hors de l'établissement pour être recyclées ou détruites, en litres;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = Fluide de transfert de chaleur.

QC.28.3.4. Méthode de calcul de la consommation de gaz fluorés et de N₂O

La consommation annuelle de gaz fluorés et de N₂O utilisés dans les procédés de fabrication de matériel électronique doit être calculée conformément à QC.28.4.1 et selon les équations 28-6 et 28-7 :

Équation 28-6

$$C_i = (I_{Di} - I_{Fi} + A_i - V_i) \times 0,001$$

Où :

C_i = Consommation annuelle de gaz injecté i , en tonnes métriques;

I_{Di} = Quantité de gaz i en inventaire au début de l'année, contenu dans tous les contenants, y compris les résidus, en kilogrammes;

I_{Fi} = Quantité de gaz i en inventaire à la fin de l'année, contenu dans tous les contenants, y compris les résidus, en kilogrammes;

A_i = Quantité de gaz i acquis pendant l'année, en tenant compte des résidus des contenants retournés à l'établissement ou l'installation, en kilogrammes;

V_i = Quantité de gaz i vendu ou cédé pendant l'année, en tenant compte des résidus des contenants retournés au fournisseur de gaz, calculée selon l'équation 28-7, en kilogrammes;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = Gaz injecté;

Équation 28-7

$$V_i = \sum_{l=1}^q (f_{i,l} \times N_{i,l} \times CN_{i,l}) + X_i$$

Où :

V_i = Quantité de gaz i vendu ou cédé pendant l'année, en tenant compte des résidus des contenants retournés au fournisseur de gaz, en kilogrammes;

q = Nombre total de types de contenants;

l = Type de contenant;

$f_{i,l}$ = Fraction de gaz i restant dans le contenant de type l , déterminée conformément à QC.28.4.1;

$N_{i,l}$ = Nombre de contenants de type l retournés au fournisseur de gaz contenant la quantité résiduelle de gaz i calculée conformément au paragraphe 2° de QC.28.4.1;

$CN_{i,l}$ = Capacité nominale totale des contenants de type l contenant le gaz i , en kilogrammes;

X_i = Toute autre quantité de gaz i vendu ou cédé pendant l'année, calculée conformément au paragraphe 3° de QC.28.4.1, en kilogrammes;

i = Gaz vendu ou cédé.

QC.28.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure**QC.28.4.1. Détermination de la fraction de gaz restant dans un contenant**

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement de fabrication de matériel électronique doit déterminer la fraction de gaz restant dans un contenant, pour chaque type de gaz et de contenant, conformément aux méthodes suivantes :

1° en déterminant la fraction de gaz restant dans un contenant conformément à l'équation 28-8 :

Équation 28-8

$$f_{i,j} = \frac{m_{r,i}}{m_{initiale,i}}$$

Où :

$f_{i,j}$ = Fraction de gaz i restant dans un contenant de type j ;

$m_{r,i}$ = Masse résiduelle du gaz i , calculée conformément au paragraphe 2°, en grammes;

$m_{initiale,i}$ = Masse initiale du gaz i , déterminée en la mesurant ou en se basant sur le poids du gaz indiqué par le fournisseur, en grammes;

2° en mesurant la masse ou la pression résiduelle d'un contenant au moment de le remplacer et, lorsque la pression est mesurée, en déterminant la masse selon l'équation 28-9 :

Équation 28-9

$$m_{r,i} = \frac{M_i \times p_i \times V_i}{Z_i \times R \times T_i}$$

Où :

$m_{r,i}$ = Masse résiduelle du gaz i , en grammes;

M_i = Masse molaire du gaz i , en grammes par mole;

p_i = Pression absolue du gaz i , en pascals;

V_i = Volume du gaz i , en mètres cubes;

Z_i = Facteur de compressibilité du gaz i ;

R = Constante universelle des gaz parfaits, soit 8,314 joules par kelvin-mole;

T_i = Température absolue du gaz i , en kelvin;

3° lorsqu'un contenant est remplacé alors que la masse ou la pression résiduelle du gaz est supérieure à 20% de la masse ou de la pression utilisée pour calculer la fraction de gaz restant dans le contenant, en pesant le contenant ou en mesurant la pression à l'aide d'un manomètre et en utilisant l'une ou l'autre de ces données en remplacement de la fraction de gaz calculée précédemment;

4° en recalculant la fraction de gaz restant dans le contenant calculée précédemment lorsque la masse ou la pression résiduelle du gaz déterminée au moment de son remplacement varient de plus de 1% comparativement à la valeur initiale utilisée pour calculer la fraction de gaz restant dans le contenant.

QC.28.4.2. Répartition de la consommation de gaz fluorés par catégorie de procédé

L'émetteur doit répartir la consommation de gaz fluorés par catégorie de procédé indiquée aux tableaux prévus à QC.28.6 ou par procédé, en utilisant un modèle technique basé sur le nombre de passages des tranches effectués.

QC.28.4.3. Détermination des taux d'utilisation des gaz fluorés et de N₂O et des taux de production de gaz dérivés

Les taux d'utilisation des gaz fluorés et de N₂O ainsi que les taux de production de gaz dérivés qui sont déterminés par l'émetteur ou par le fabricant des équipements doivent l'être conformément au document intitulé « Guideline for Environmental Characterization of Semiconductor Process Equipment – Revision 2 » publié par l'International SEMATECH Manufacturing Initiative.

QC.28.4.4. Calcul des réductions d'émissions de gaz fluorés et de N₂O attribuables à l'utilisation de systèmes antipollution

L'émetteur qui calcule les réductions d'émissions de gaz fluorés et de N₂O attribuables à l'utilisation de systèmes antipollution doit :

1° s'assurer que les systèmes antipollution ont été conçus pour la réduction d'émissions de gaz fluorés et du N₂O, qu'ils ont été installés, qu'ils fonctionnent et qu'ils sont entretenus selon les indications des fabricants et conserver les documents l'attestant;

2° déterminer le temps d'utilisation des systèmes antipollution lorsqu'il utilise le facteur de destruction afin de calculer les réductions d'émissions de gaz fluorés et de N₂O, ce facteur d'utilisation étant calculé en additionnant les temps de productivité, de veille et d'arrêt du système et en divisant cette somme par le temps total où les équipements de fabrication sont en opération, conformément à la norme SEMI E 10-0304E intitulée « Specification for Definition and Measurement of Equipment Reliability, Availability, and Maintainability » publiée par Semiconductor Equipment and Materials International (SEMI);

3° utiliser un facteur de destruction par défaut de 60% ou le déterminer selon les méthodes suivantes :

a) conformément au protocole EPA 430-R-10-003 intitulé « Protocol for Measuring Destruction or Removal Efficiency of Fluorinated Greenhouse Gas Abatement Equipment in Electronics Manufacturing » et publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);

b) en sélectionnant annuellement et de façon aléatoire un échantillon des systèmes antipollution et en mesurant leur facteur de destruction conformément aux méthodes suivantes :

i. l'échantillon aléatoire doit provenir du nombre le plus élevé entre 3 systèmes antipollution ou 20% du nombre total de systèmes installés, pour chaque catégorie de système antipollution. Lorsque ce pourcentage ne correspond pas à un nombre entier de systèmes antipollution, ce dernier doit être arrondi au nombre entier supérieur;

ii. tous les systèmes antipollution de chaque catégorie de système doivent faire l'objet d'un échantillonnage aléatoire au moins à tous les 5 ans;

c) pour chaque système antipollution dont le facteur de destruction a été mesuré au cours des 2 années précédentes, en calculant les réductions d'émissions en utilisant ce facteur;

d) pour chaque système antipollution dont le facteur de destruction n'a pas été mesuré au cours des 2 années précédentes, en utilisant la moyenne des facteurs de destruction des systèmes faisant partie de la même catégorie;

e) lorsqu'un système antipollution d'urgence est utilisé, le temps d'utilisation peut être inclus au temps total d'utilisation des systèmes antipollution calculé annuellement.

QC.28.4.5. Étalonnage et précision des instruments

L'émetteur doit étalonner tous les instruments utilisés afin de déterminer la concentration des gaz fluorés et de N₂O injectés dans un procédé immédiatement avant de mesurer le facteur de destruction, le taux d'utilisation du gaz dans le procédé ou le taux de production des gaz dérivés. Cet étalonnage doit être effectué à partir d'échantillons représentatifs dont les concentrations sont connues et pour lesquels les fractions massiques des mêmes gaz sont semblables à celles des échantillons issus du procédé. L'émetteur peut également utiliser des échantillons représentatifs, dont les concentrations en gaz fluorés ou N₂O sont élevées, dans un système de dilution des gaz conformément à la méthode 205 visée à l'annexe M de la partie 51 du titre 40 du Code of Federal Regulations intitulée « Verification of Gas Dilution Systems for Field Instrument Calibrations ».

Lorsque l'émetteur utilise des débitmètres, balances, manomètres ou thermomètres, la précision minimale doit être de 1% de leur charge maximale.

QC.28.5. Méthodes d'estimation pour les données manquantes

Lorsqu'une ou plusieurs données utilisées dans le calcul des émissions attribuables aux fluides de transfert de chaleur selon l'équation 28-5 sont manquantes, l'émetteur doit estimer les émissions de gaz à effet de serre en utilisant la moyenne arithmétique des taux d'émissions de l'année précédente ainsi que ceux des 2 mois suivant la période de données manquantes. Lorsque ces taux d'émission ne peuvent être obtenus, l'émetteur doit estimer les émissions de gaz à effet de serre en se basant sur des données provenant des fournisseurs de fluides de transfert de chaleur.

Nettoyage de système au plasma séparé											
1-U _i	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PCF ₄	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Nettoyage de système de chaleur interne											
1-U _i	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PCF ₄	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
NETTOYAGE DES TRANCHES											
Nettoyage de chant											
1-U _i	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PCF ₄	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Calcination											
1-U _i	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PCF ₄	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Tableau 28-2. Facteurs d'émission par défaut de gaz à effet de serre de composés fluorés des catégories de procédés de fabrication de semi-conducteurs sur des tranches de 200 mm

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Catégorie de procédés raffinés	Gaz <i>i</i>										
	CF ₄	C ₂ F ₆	CHF ₃	CH ₂ F ₂	C ₃ F ₈	c-C ₄ F ₈	NF ₃	SF ₆	C ₄ F ₆	C ₅ F ₈	C ₄ F ₈ O
MODELAGE DES CONTOURS/GRAVURE											
Gravure à l'oxyde											
1-U _i	0,2-0,8	0,2-0,7	0,2-0,7	0,02-0,3	S. O.	0,1-0,3	0,1-0,4	0,1-0,4	0,05-0,5	0,05-0,3	S. O.
PCF ₄	S. O.	0,05-0,5	0,01-0,8	0,05-0,1	S. O.	0,01-0,3	S. O.	S. O.	0,02-0,4	0,02-0,4	S. O.
PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,01-0,3	S. O.	S. O.	0,02-0,3	0,02-0,3	S. O.
PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du nitrure											
1-U _i	0,2-0,8	0,2-0,7	0,1-0,7	0,02-0,3	S. O.	0,05-0,3	0,1-0,4	0,1-0,4	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.

Tableau 28-4. Facteurs d'émission par défaut de fabrication de microsystèmes électromécaniques
(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Facteurs de procédé type	Gaz <i>i</i>											
	CF ₄	C ₂ F ₆	CHF ₃	CH ₂ F ₂	C ₃ F ₈	c-C ₄ F ₈	NF ₃ Isolé	NF ₃	SF ₆	C ₄ F ₆ ^a	C ₅ F ₈ ^a	C ₄ F ₈ O ^a
Etch 1-U _i	0,7	0,4 ¹	0,4 ¹	0,06 ¹	S. O.	0,2 ¹	S. O.	0,2	0,2	0,1	0,2	S. O.
Etch PCF ₄	S. O.	0,4 ¹	0,07 ¹	0,08 ¹	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	S. O.	0,3 ¹	0,2	S. O.
Etch PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	S. O.	0,2 ¹	0,2	S. O.
CVD 1-U _i	0,9	0,6	S. O.	S. O.	0,4	0,1	0,02	0,2	S. O.	S. O.	0,1	0,1
CVD PCF ₄	S. O.	0,1	S. O.	S. O.	0,1	0,1	0,02 ²	0,1 ²	S. O.	S. O.	0,1	0,1
CVD PC ₃ F ₈	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,4

¹ Estimation comprenant les procédés de gravure à gaz multiples.

² Estimation reflétant les procédés de gravure à gaz multiples à faible teneur en potassium et en carbure qui peuvent contenir des additifs de gaz à effet de serre fluorés carbonatés.

Tableau 28-5. Facteurs d'émission par défaut de fabrication d'écrans ACL

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Facteurs de procédé type	Gaz <i>i</i>								
	CF ₄	C ₂ F ₆	CHF ₃	CH ₂ F ₂	C ₃ F ₈	c-C ₄ F ₈	NF ₃ Isolé	NF ₃	SF ₆
Etch 1-U _i	0,6	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	0,1	S. O.	S. O.	0,3
Etch PCF ₄	S. O.	S. O.	0,07	S. O.	S. O.	0,009	S. O.	S. O.	S. O.
Etch PCHF ₃	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,02	S. O.	S. O.	S. O.
Etch PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	0,05	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
CVD 1-U _i	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,03	0,3	0,9

Tableau 28-6. Facteurs d'émission par défaut de fabrication de cellules photovoltaïques

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Facteurs de procédé type	Procédé Gaz <i>i</i>								
	CF ₄	C ₂ F ₆	CHF ₃	CH ₂ F ₂	C ₃ F ₈	c-C ₄ F ₈	NF ₃ Isolé	NF ₃	SF ₆
Etch 1-U _i	0,7	0,4	0,4	S. O.	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	0,4
Etch PCF ₄	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	S. O.	0,1	S. O.	S. O.	S. O.
Etch PC ₂ F ₆	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,1	S. O.	S. O.	S. O.
CVD 1-U _i	S. O.	0,6	S. O.	S. O.	0,1	0,1	S. O.	0,3	0,4
CVD PCF ₄	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	0,2	0,1	S. O.	S. O.	S. O.

QC.29. TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL**QC.29.1. Sources visées**

Les sources visées sont les procédés et équipements suivants utilisés pour le transport et la distribution de gaz naturel :

1° la compression de gaz naturel aux fins du transport terrestre, laquelle comprend toute combinaison fixe de compresseurs qui, au moyen de pipelines, acheminent le gaz naturel sous haute pression des lieux de production et des installations de traitement du gaz naturel jusqu'aux pipelines de distribution ou vers des lieux de stockage, ainsi que tout équipement nécessaire à la séparation des liquides et à la déshydratation du gaz naturel, de même que les réservoirs où sont stockés l'eau et les hydrocarbures liquides;

2° le stockage souterrain de gaz naturel, lequel comprend les réservoirs dont les réserves de pétrole ou de gaz naturel sont épuisées et les cavernes de sel où est stocké le gaz naturel transféré depuis son emplacement d'origine afin d'assurer l'équilibrage, les procédés et opérations de stockage souterrain du gaz naturel, y compris la compression, la déshydratation et la mesure du débit, ainsi que toutes les têtes de puits reliées aux stations de compression qui injectent et récupèrent le gaz naturel provenant des réservoirs de stockage souterrains;

3° le stockage de gaz naturel liquéfié (GNL), lequel comprend les réservoirs de stockage hors terre, l'équipement de liquéfaction du gaz naturel, les compresseurs utilisés pour le captage et la re-liquéfaction des gaz d'évaporation et les unités de vaporisation servant à la regazéification du GNL;

4° l'importation et l'exportation de GNL, lesquels comprennent, dans le cas de l'importation de GNL, l'ensemble du matériel terrestre ou en mer qui reçoit le GNL importé par voie maritime, le stocke, le regazéifie puis l'achemine vers un système de transport ou de distribution de gaz naturel, et, dans le cas de l'exportation de GNL, l'ensemble du matériel terrestre ou en mer qui reçoit le gaz naturel, le liquéfie, stocke le GNL et l'achemine par voie maritime à sa destination;

5° les pipelines de transport de gaz naturel, lesquels comprennent les pipelines sous haute pression et tout équipement connexe utilisés pour le transport de gaz naturel destiné à la consommation entre les installations de production ou de traitement et les stations de distribution de gaz naturel avant sa livraison aux clients;

6° la distribution de gaz naturel, laquelle comprend tout équipement en aval des soupapes d'arrêt des pipelines de transport où s'effectue pour la première fois une réduction de la pression, en vue de la livraison du gaz naturel aux consommateurs.

QC.29.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit comprendre les renseignements suivants :

1° les émissions annuelles totales de CO₂, de CH₄ et de N₂O, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines, en tonnes métriques, en précisant :

a) les émissions d'évacuation des compresseurs, soit :

i. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes au gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.1;

ii. les émissions issues des équipements au gaz naturel à faible échappement et à échappement intermittent, calculées conformément à QC.29.3.2;

iii. les émissions issues des événements de décharge, calculées conformément à QC.29.3.3;

iv. les émissions issues des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.29.3.5;

v. les émissions issues des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.29.3.6;

vi. les émissions issues d'autres sources d'émissions fugitives ou d'évacuation, calculées conformément à QC.29.3.9;

- b) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes de compresseurs, telles que les raccords, les vannes, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression et les compteurs, calculées conformément à QC.29.3.7;
- c) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches aux stations de compression, calculées conformément à QC.29.3.4;
- d) les autres émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des stations de compression, calculées conformément à QC.29.3.9;
- e) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs et régulateurs hors terre aux stations de transfert fiduciaire, incluant les émissions fugitives provenant de raccords, de vannes de sectionnements, de vannes de commande, de soupapes de surpression, de compteurs à orifice, de régulateurs et de conduites ouvertes à l'atmosphère, calculées conformément à QC.29.3.7;
- f) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs et régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire, incluant les émissions fugitives des composantes d'équipements de la station, calculées conformément à QC.29.3.8, mais excluant celles issues des compteurs des consommateurs;
- g) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches du réseau de transport par pipelines, calculées conformément à QC.29.3.4;
- h) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs et régulateurs souterrains, calculées conformément à QC.29.3.8;
- i) les autres émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant du réseau de pipelines qui ne sont pas visées aux sous-paragraphes e à h, incluant les émissions attribuables aux bris causés par les tiers, les émissions attribuables aux postes de branchement des exploitations agricoles, les émissions attribuables aux tubulures de moins de 2,54 cm de diamètre et aux compteurs des consommateurs, calculées conformément à QC.29.3.9;
- j) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ autres que les émissions d'évacuation provenant des événements de pipelines, calculées conformément à QC.29.3.9;

k) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des réservoirs de stockage destinés au transport de gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.9;

4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant du stockage souterrain du gaz naturel, en tonnes métriques, en précisant :

a) les émissions annuelles d'évacuation, soit :

i. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes au gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.1;

ii. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement faible et à échappement intermittent, calculées conformément à QC.29.3.2;

iii. les émissions issues des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.29.3.5;

iv. les émissions issues des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.29.3.6;

v. les émissions fugitives issues d'autres sources, calculées conformément à QC.29.3.9;

b) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles que les raccords, les vannes, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression et les compteurs, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

c) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches, calculées conformément à QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources, calculées conformément à QC.29.3.9;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant du stockage du GNL, en tonnes métriques, en précisant :

a) les émissions d'évacuation, soit :

i. les émissions issues des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.29.3.5;

ii. les émissions issues des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.29.3.6;

iii. les émissions issues d'autres sources d'émissions d'évacuation, calculées conformément à QC.29.3.9;

b) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles que les vannes, les joints de pompes, les raccords et les compresseurs de recouvrement de la phase gazeuse, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

c) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches, calculées conformément QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources d'émissions, calculées conformément à QC.29.3.9;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de l'équipement servant à l'importation et à l'exportation du GNL, en tonnes métriques, en précisant :

a) les émissions d'évacuation, soit :

i. les émissions issues des événements de décharge, calculées conformément à QC.29.3.3;

ii. les émissions issues des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.29.3.5;

iii. les émissions issues des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.29.3.6;

iv. les émissions issues d'autres sources d'émissions d'évacuation, calculées conformément à QC.29.3.9;

b) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles que les vannes, les joints de pompes, les raccords et les compresseurs de recouvrement de la phase gazeuse, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

c) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches, calculées conformément QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources d'émissions, calculées conformément à QC.29.3.9;

7° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la distribution du gaz naturel, en tonnes métriques, en précisant :

a) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs et régulateurs hors terre à la station de transfert fiduciaire, incluant les émissions fugitives des composantes d'équipements de la station, telles que les raccords, les vannes de sectionnement, les vannes de commande, les soupapes de suppression, les compteurs à orifice, les régulateurs et les conduites ouvertes à l'atmosphère, calculées conformément à QC.29.3.7, en excluant celles issues des compteurs des consommateurs;

b) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des émissions fugitives des compteurs et les régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire, incluant les émissions fugitives des composantes d'équipements de la station, calculées conformément à QC.29.3.8, mais excluant celles issues des compteurs des consommateurs;

c) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs souterrains, des régulateurs et des autres composantes de la station souterraine, calculées conformément à QC.29.3.8;

d) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des équipements du réseau de transport, calculées conformément à QC.29.3.8;

e) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des équipements du réseau de distribution, calculées conformément à QC.29.3.8;

f) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches du réseau de transport et de distribution, calculées conformément QC.29.3.4;

g) les émissions issues d'autres sources d'émissions d'évacuation, calculées conformément à QC.29.3.9;

h) les autres émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant du réseau de pipelines, incluant les émissions attribuables aux bris causés par les tiers, les émissions attribuables aux postes de branchement des exploitations agricoles, les émissions attribuables aux tubulures de moins de 2,54 cm de diamètre et aux compteurs des consommateurs, calculées conformément à QC.29.3.9;

8° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements de combustion portables, calculées selon les méthodes prévues pour les équipements fixes prévues à QC.1, en tonnes métriques;

9° les données suivantes pour chaque source d'émissions visée aux paragraphes 3° à 7°:

a) le nombre d'équipements pneumatiques au gaz naturel utilisés, selon chaque type, soit à échappement élevé, à faible échappement ou à échappement intermittent;

b) le nombre de pompes pneumatiques au gaz naturel;

c) la longueur totale du réseau de pipelines, en kilomètres;

d) dans le cas de l'utilisation de déshydrateurs au glycol, le nombre de déshydrateurs exploités, en indiquant :

i. le nombre de déshydrateurs dont la capacité est inférieure à 11 328 m³ par jour, aux conditions de référence;

ii. le nombre de déshydrateurs dont la capacité est égale ou supérieure à 11 328 m³ par jour, aux conditions de référence;

e) dans le cas de l'utilisation de déshydrateurs autres que ceux fonctionnant au glycol, le nombre de tels déshydrateurs utilisés;

f) pour chaque compresseur utilisé :

i. le type de compresseur;

ii. la puissance du compresseur, en HP;

ii. le nombre annuel de décharges;

iv. le mode de fonctionnement durant l'année, tel que déterminé à QC.29.4.6;

g) lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.29.3.7 et QC.29.3.8 sont utilisées :

i. les composantes de chaque source d'émissions pour lesquelles un facteur d'émission est prévu aux tableaux 29-1 à 29-5 prévus à QC.29.6;

ii. le nombre total de fuites détectées lors des campagnes annuelles de détection effectuées, pour chaque source de fuite ayant un facteur d'émission;

h) dans le cas de la distribution du gaz naturel :

i. le nombre de stations de transfert fiduciaire;

ii. le nombre de stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire;

10° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.29.5 ont été utilisées;

11° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

a) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées aux paragraphes 2° et 8°, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3° à 7°, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

Les émissions attribuables à l'évacuation ou à d'autres sources d'émissions fugitives ou d'événements visées au sous-paragraphe *vi* du sous-paragraphe *a* et aux sous-paragraphes *d*, *i*, *j* et *k* du paragraphe 3°, au sous-paragraphe *v* du sous-paragraphe *a* et au sous-paragraphe *d* du paragraphe 4°, au sous-paragraphe *iii* du sous-paragraphe *a* et au sous-paragraphe *d* du paragraphe 5°, au sous-paragraphe *iv* du sous-paragraphe *a* et au sous-paragraphe *d* du paragraphe 6° et aux sous-paragraphes *g* et *h* du paragraphe 7° du premier alinéa n'ont pas à être déclarées lorsque les émissions d'une source sont inférieures à 0,5% des émissions totales de l'émetteur et que le total des émissions non déclarées en vertu du présent alinéa n'excède pas 1% des émissions de l'émetteur.

QC.29.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables au transport et à la distribution de gaz naturel doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.29.3.1 à QC.29.3.9.

Lorsqu'aucune méthode de calcul n'est prévue pour une source d'émissions, l'émetteur doit utiliser les pratiques d'inventaire propres au secteur.

QC.29.3.1. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques au gaz naturel doivent être calculées conformément aux équations 29-1 à 29-4 :

Équation 29-1

$$GES_i = GES_{\text{éq},i} + GES_{\text{ép},i}$$

Où :

GES_i = Émissions de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques, en tonnes métriques;

GES_{éq,i} = Émissions de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, calculées selon l'équation 29-2 ou 29-3, en tonnes métriques;

GES_{ép,i} = Émissions de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des pompes pneumatiques, calculées selon l'équation 29-4, en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 29-2

$$GES_{\text{éq},i} = V_{\text{GN}} \times FM_i \times \frac{MM_i}{\text{CVM}} \times 0,001$$

Où :

$GES_{\text{éq},i}$ = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, en tonnes métriques;

V_{GN} = Volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé, déterminé conformément au paragraphe 1^o de QC.29.4.1, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4;

MM_i = Masse moléculaire du gaz i , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 29-3

$$GES_{\text{éq},i} = \sum_{j=1}^n [D_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{\text{éq},i}$ = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, en tonnes métriques;

n = Nombre total d'équipements pneumatiques à échappement élevé;

j = Équipement pneumatique à échappement élevé;

- D_j = Débit de gaz naturel de l'équipement pneumatique j , déterminé conformément au paragraphe 2^o de QC.29.4.1, en mètres cubes par minute aux conditions de référence;
- t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique j , en minutes;
- FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4;
- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO₂ ou CH₄;

Équation 29-4

$$GES_{ep,i} = \sum_{k=1}^m [Q_{GN,k} \times V_k] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

- $GES_{ep,i}$ = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des pompes pneumatiques, en tonnes métriques;
- m = Nombre total de pompes pneumatiques;
- k = Pompe pneumatique;
- $Q_{GN,k}$ = Quantité de gaz naturel consommé par la pompe pneumatique k , déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4.1, en mètres cubes par litre de liquide pompé, aux conditions de référence;
- V_k = Volume de liquide pompé annuellement, en litres;
- FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4;

- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO₂ ou CH₄.

QC.29.3.2. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel doivent être calculées séparément selon l'équation 29-5 :

Équation 29-5

$$GES_i = \sum_j [N_j \times FE_j \times t_j] \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

- GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;
- j = Type d'équipement pneumatique à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel;
- N_j = Nombre d'équipements pneumatiques de type j déterminé conformément à QC.29.4.2;
- FE_j = Facteur d'émission des équipements pneumatiques de type j indiqué aux tableaux 29-1 et 29-2 prévus à QC.29.6, en mètres cubes par heure;
- t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique de type j , en heures;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.29.3.3. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements

Les émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements, à l'exception des équipements se dépressurant vers une torche, des soupapes de surpression et des régulateurs de pression à l'événement, doivent être calculées selon l'équation 29-6 :

Équation 29-6

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[N_j \times V_j \times \left(\frac{T_{CR} \times P_D}{T_D \times P_{CR}} \right) - (V_j \times FD_j) \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_{*i*} = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types d'équipements;

j = Type d'équipement dont le volume de gaz dans les chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, est le même;

N_j = Nombre annuel de décharges effectuées par type d'équipement j , déterminé conformément à QC.29.4.3;

V_j = Volume total de gaz dans les chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, par type d'équipement j , déterminé conformément à QC.29.4.3, en mètres cubes;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvin;

- T_D = Température aux conditions de décharge, en kelvin;
- P_D = Pression aux conditions de décharge, en kilopascals;
- P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- FD_j = Facteur de décharge, soit une valeur de 1 lorsque les équipements de type j ne sont pas purgés ou une valeur de 0 lorsque les équipements de type j sont purgés à l'aide d'un gaz autre qu'un gaz à effet de serre;
- FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3° de QC.29.4;
- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO_2 ou CH_4 .

QC.29.3.4. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux torches

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° les émissions annuelles de CO_2 attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 29-7 :

Équation 29-7

$$CO_2 = \left[(V_G \times FM_{CO_2}) + \left(\sum_{k=1}^m (FM_k \times AC_k) \times V_G \times eff_t \right) \right] \times \left[\frac{T_{CR} \times P_t}{T_t \times P_{CR}} \right] \times \rho_{CO_2} \times 0,001$$

Où :

- CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux torches, en tonnes métriques;
- V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.29.4.4, en mètres cubes;

- FM_{CO_2} = Fraction molaire de CO_2 dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément à QC.29.4.4;
- m = Nombre total d'hydrocarbures composant le gaz;
- k = Hydrocarbure composant le gaz;
- FM_k = Fraction molaire de l'hydrocarbure k composant le gaz, déterminée conformément à QC.29.4.4;
- AC_k = Nombre d'atomes de carbone dans l'hydrocarbure k composant le gaz, soit 1 dans le cas du méthane, 2 dans le cas de l'éthane, 3 dans le cas du propane, 4 dans le cas du butane et 5 dans le cas du pentane-plus;
- eff_t = Efficacité de la torche déterminée par le fabricant ou une valeur par défaut de 0,98;
- T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvin;
- T_t = Température lors du torchage, en kelvin;
- P_t = Pression lors du torchage, en kilopascals;
- P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- ρ_{CO_2} = Densité du CO_2 , soit 1,893 kg par mètre cube, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CH_4 attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 29-8 :

Équation 29-8

$$CH_4 = [V_G \times FM_{CH_4} \times (1 - eff_t)] \times \left[\frac{T_{CR} \times P_t}{T_t \times P_{CR}} \right] \times \rho_{CH_4} \times 0,001$$

Où :

- CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables aux torches, en tonnes métriques;

- V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.29.4.4, en mètres cubes;
- FM_{CH_4} = Fraction molaire de CH_4 dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément à QC.29.4.4;
- eff_t = Efficacité de la torche déterminée par le fabricant ou une valeur par défaut de 0,98;
- T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvin;
- T_t = Température lors du torchage, en kelvin;
- P_t = Pression lors du torchage, en kilopascals;
- P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- ρ_{CH_4} = Densité du CH_4 , soit 0,690 kg par mètre cube, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de N_2O attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 29-9 :

Équation 29-9

$$N_2O = V_G \times PCS \times FE_{N_2O} \times 0,001$$

Où :

- N_2O = Émissions annuelles de N_2O attribuables aux torches, en tonnes métriques;
- V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.29.4.4, en mètres cubes;
- PCS = Pouvoir calorifique supérieur du gaz indiqué aux tableaux 1-1 et 1-2 prévus à QC.1.7 ou pouvoir calorifique supérieur de $4,579 \times 10^{-2}$ GJ par mètre cube dans le cas du gaz provenant des événements d'équipements ou déterminé conformément à QC.1.5.4, en gigajoules par mètre cube;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission du N_2O , soit $9,52 \times 10^{-5}$ kg par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.29.3.5. Calcul des émissions de CO_2 et de CH_4 attribuables aux événements des compresseurs centrifuges

Les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux événements des compresseurs centrifuges doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° pour chaque compresseur centrifuge, l'émetteur doit déterminer, conformément à QC.29.4.5, le volume du gaz provenant du réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le volume du gaz qui est dirigé vers une torche;

2° les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 29-10 :

Équation 29-10

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[D_{G,i} \times t_j \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{cc}}{T_{cc} \times P_{CR}} \right] \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements à l'air libre des compresseurs centrifuges, en tonnes métriques;

n = Nombre total de compresseurs centrifuges;

j = Compresseur centrifuge;

$D_{G,i}$ = Débit du gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge j , déterminé conformément à QC.29.4.5, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps de fonctionnement annuel du compresseur centrifuge j muni d'un réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide, en heures;

- FG_j = Quantité de gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge j qui est récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse ou destiné à un autre usage, déterminée conformément à QC.29.4.5, exprimée en pourcentage;
- FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements à l'air libre, déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4;
- T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvin;
- T_{cc} = Température à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kelvin;
- P_{cc} = Pression à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kilopascals;
- P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO₂ ou CH₄;

3^o les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers une torche doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.29.3.4.

QC.29.3.6. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs doivent être calculées selon l'équation 29-11, à l'exception des émissions attribuables au gaz dirigé à la torche par un collecteur commun qui doivent être calculées conformément à QC.29.3.4 :

Équation 29-11

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[D_{G,i} \times t_j \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{ca}}{T_{ca} \times P_{CR}} \right] \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, en tonnes métriques;

n = Nombre total de compresseurs alternatifs;

j = Compresseur alternatif;

$D_{G,i}$ = Débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif j , déterminé conformément à QC.29.4.6, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps de fonctionnement annuel du compresseur alternatif j pendant qu'il fonctionne selon le mode déterminé à QC.29.4.6, en heures;

FG_j = Quantité de gaz émis par l'événement du compresseur alternatif j qui est récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse, déterminée conformément au paragraphe 4^o de QC.29.4.5, exprimée en pourcentage;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3^o de QC.29.4;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvin;

T_{ca} = Température à l'événement du compresseur alternatif, en kelvin;

P_{ca} = Pression à l'événement du compresseur alternatif, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.29.3.7. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection

À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel est inférieure à 10% qui n'ont pas à être calculées ainsi que des émissions provenant de fuites des conduites dont le diamètre est inférieur ou égal à 1,27 cm qui doivent être calculées conformément à QC.29.3.9, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° la campagne de détection des fuites doit être effectuée conformément au paragraphe 2° de QC.29.4 pour chacune des sources suivantes :

a) les émissions fugitives provenant des composantes d'équipements lors :

- i. du stockage souterrain du gaz naturel;
- ii. du stockage du gaz naturel liquide;
- iii. de l'importation et l'exportation du gaz naturel liquide;

b) les émissions fugitives provenant des composantes des compresseurs lors de la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines;

c) les émissions fugitives provenant des compteurs et régulateurs hors terre aux stations de transfert fiduciaire lors :

- i. de la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines;
- ii. de la distribution du gaz naturel;

2° pour chaque source où des fuites ont été détectées, les émissions fugitives doivent être calculées selon l'équation 29-12 ou 29-13 selon l'unité du facteur d'émission des fuites utilisé :

Équation 29-12

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times C_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i*, pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types de composantes, par source d'émissions fugitives;

j = Type de composante;

N_j = Nombre total de composantes par type de composantes *j*;

FE_j = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes *j*, déterminé conformément à QC.29.4.7, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps pendant lequel le type de composantes *j* a fuit, déterminé conformément à QC.29.4.7, en heures;

C_i = Concentration du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, soit 0,011 dans le cas du CO₂ et 1 dans le cas du CH₄;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 29-13

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times C_i$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;

- n = Nombre total de types de composantes, par source d'émissions fugitives;
- j = Type de composante;
- N_j = Nombre total de composantes par type de composantes j ;
- FE_j = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes j , déterminé conformément à QC.29.4.7, en tonnes métriques par heure;
- t_j = Temps pendant lequel le type de composantes j a fuit, déterminé conformément à QC.29.4.7, en heures;
- C_i = Concentration du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément à QC.29.4.7;
- i = CO₂ ou CH₄.

QC.29.3.8. Calcul des émissions fugitives de CO₂ et de CH₄ attribuables à l'ensemble des composantes

À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel est inférieure à 10% qui n'ont pas à être calculées ainsi que des émissions provenant de fuites des conduites dont le diamètre est inférieur ou égal à 1,27 cm qui doivent être calculées conformément à QC.29.3.9, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à l'ensemble des composantes doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° les émissions fugitives annuelles doivent être calculées pour chacune des sources suivantes :

a) les émissions fugitives provenant des composantes d'équipements lors :

- i. du stockage souterrain du gaz naturel;
- ii. du stockage du gaz naturel liquide;
- iii. de l'importation et l'exportation du gaz naturel liquide;

b) les émissions fugitives provenant des compteurs et régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire lors :

- i. de la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines;
 - ii. de la distribution du gaz naturel;
- c) les émissions fugitives provenant des compteurs et régulateurs souterrains lors :
- i. de la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines;
 - ii. de la distribution du gaz naturel;
- d) les émissions fugitives provenant des équipements du réseau de transport et du réseau de distribution;
- 2° les émissions fugitives annuelles doivent être calculées selon l'équation 29-14 ou 29-15, selon le facteur d'émission utilisé :

Équation 29-14

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times C_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i , pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types de composantes, par source d'émissions fugitives;

j = Type de composante;

N_j = Nombre total de composantes par type de composantes j , déterminé conformément à QC.29.4.8;

FE_j = Facteur d'émission de chaque type de composantes j , déterminé conformément à QC.29.4.8, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps pendant lequel le type de composantes j associé à des émissions fugitives a fonctionné, en heures;

- C_i = Concentration du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, soit 0,011 dans le cas du CO_2 et 1 dans le cas du CH_4 ;
- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO_2 ou CH_4 ;

Équation 29-15

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times C_i$$

Où :

- GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i , pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;
- n = Nombre total de types de composantes, par source d'émissions fugitives;
- j = Type de composante;
- N_j = Nombre total de composantes par type de composantes j ;
- FE_j = Facteur d'émission de chaque type de composantes j , déterminé conformément à QC.29.4.8, en tonnes métriques par heure;
- C_i = Concentration du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément à QC.29.4.8;
- t_j = Temps pendant lequel le type de composantes j associé à des émissions fugitives a fonctionné, en heures;
- i = CO_2 ou CH_4 .

QC.29.3.9. Calcul des émissions des autres sources d'émissions fugitives

Les émissions des sources d'émissions fugitives qui ne sont pas calculées selon les méthodes prévues à QC.29.3.1 à QC.29.3.8 doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° en utilisant les méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé « Methodology Manuel : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

2° en utilisant une méthode propre au secteur publiée par l'Association canadienne du gaz.

QC.29.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise de transport et de distribution de gaz naturel doit :

1° s'assurer que les instruments utilisés pour l'échantillonnage, l'analyse et la prise de mesures sont étalonnés, avant la première déclaration d'émissions et par la suite annuellement, et qu'ils fonctionnent selon les indications du fabricant ou conformément aux méthodes publiées par les organismes suivants :

- a) l'Association canadienne de normalisation;
- b) l'Association canadienne du gaz;
- c) l'Association canadienne des producteurs pétroliers;
- d) l'American National Standards Institute;
- e) l'American Society of Testing and Materials;
- f) l'American Petroleum Institute;
- g) l'American Society of Mechanical Engineers;
- h) la North American Energy Standards Board;
- i) l'Association canadienne de pipelines d'énergie;
- j) Mesures Canada;

2° effectuer les campagnes de détection des fuites et la gestion de l'intégrité du réseau de transport et de distribution conformément à la norme CSA Z662-11 intitulée « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz » publiée par l'Association canadienne de normalisation en juin 2011 et conformément au Code de construction (c. B-1.1, r. 0.01.01);

3° déterminer la fraction molaire du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel en calculant la moyenne annuelle des fractions molaires suivantes :

a) la fraction molaire dans le gaz naturel lors de sa compression pour son transport terrestre par pipelines;

b) la fraction molaire dans le gaz naturel aux installations de stockage souterrain;

c) la fraction molaire dans le gaz naturel aux installations de stockage de gaz naturel liquide;

d) la fraction molaire dans le gaz naturel aux installations d'importation et d'exportation de gaz naturel liquide;

e) la fraction molaire dans le gaz naturel lors de sa distribution dans le réseau.

QC.29.4.1. Événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

Dans le cas des événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, l'émetteur doit :

1° lorsqu'il utilise l'équation 29-2, déterminer le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé à l'aide de données statistiques, lesquelles doivent être développées à partir d'un échantillonnage représentatif de l'ensemble des équipements pneumatiques à échappement élevé et être révisées au moins à tous les 3 ans;

2° lorsqu'il utilise l'équation 29-3, obtenir de la part des fabricants d'équipements les débits de gaz naturel de chaque équipement pneumatique à échappement élevé lors de conditions normales d'utilisation ou, lorsque ces données ne sont pas disponibles, utiliser le débit d'un équipement similaire;

3° lorsqu'il utilise l'équation 29-4 :

- a) obtenir de la part des fabricants la quantité de gaz naturel consommé par volume de liquide pompé pour chaque modèle de pompe pneumatique aux conditions normales d'utilisation ou, lorsque ces données ne sont pas disponibles, utiliser les données d'un équipement similaire;
- b) tenir un registre de la quantité de liquide pompé annuellement par chacune des pompes pneumatiques.

QC.29.4.2. Événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel

Dans le cas des événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel, l'émetteur doit déterminer le nombre d'équipements pneumatiques à faible échappement et le nombre d'équipements pneumatiques à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel de la façon suivante :

- 1° lors de la première année de déclaration de ses émissions, compter tous les équipements selon chaque type ou estimer le nombre total d'équipements et répartir ce nombre selon le pourcentage estimé de chaque type d'équipement;
- 2° lors des années subséquentes, procéder à la mise à jour du nombre d'équipements pneumatiques à faible échappement et de ceux à échappement intermittent afin de prendre en compte toutes les modifications annuelles.

QC.29.4.3. Événements de décharge des équipements

Dans le cas des événements de décharge des équipements, l'émetteur doit :

- 1° calculer le volume de gaz dans les chambres de décharge entre les vannes d'isolement de chaque équipement ;
- 2° lorsque le volume est supérieur ou égal à 1,42 m³ aux conditions de référence, comptabiliser le nombre annuel de décharges pour chaque équipement;

3° calculer le volume total de gaz dont le volume dans les chambres de décharge entre les vannes d'isolement, est le même.

QC.29.4.4. Torches

Dans le cas des torches, l'émetteur doit :

1° déterminer le volume de gaz dirigé à la torche selon l'une des méthodes suivantes :

a) en utilisant le débit volumétrique du gaz lorsque la torche est munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit ou, lorsqu'une partie du gaz n'est pas mesuré par un tel système, en estimant le débit du gaz non mesuré selon une méthode reconnue par le secteur;

b) en utilisant une méthode reconnue par le secteur;

2° déterminer la composition du gaz selon l'une des méthodes suivantes :

a) en utilisant un système de mesure et d'enregistrement en continu de la composition des gaz;

b) lorsque la torche n'est pas munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu de la composition des gaz, en déterminant, selon une méthode reconnue par le secteur :

i. la fraction molaire du CO₂ et du CH₄ du gaz lorsque la torche est alimentée par du gaz naturel;

ii. la fraction molaire du méthane, de l'éthane, du propane, du butane et du pentane-plus lorsque la torche est alimentée par un gaz composé d'hydrocarbures.

QC.29.4.5. Événements des compresseurs centrifuges

Dans le cas des compresseurs centrifuges, l'émetteur doit :

1° déterminer le volume du gaz provenant du réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le volume du gaz qui est dirigé vers une torche à l'aide d'un débitmètre temporaire ou permanent;

2° lorsqu'un compresseur centrifuge est utilisé en période de pointe et qu'il n'est pas muni d'un débitmètre, déterminer le volume du gaz en se basant sur des données provenant de débitmètres installés sur des équipements similaires;

3° étalonner les débitmètres conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1° de QC.29.4;

4° déterminer la quantité de gaz récupéré à l'unité de récupération de la phase vapeur ou destiné à un autre usage, exprimée en pourcentage, en se basant sur le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité de récupération et sur la quantité de gaz dirigé vers le réseau de gaz combustibles.

QC.29.4.6. Événements des compresseurs alternatifs

Dans le cas des compresseurs alternatifs, l'émetteur doit :

1° déterminer le débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif selon les méthodes suivantes :

a) lorsque la garniture de tige et l'événement de décharge du compresseur sont reliés à une conduite ouverte à l'atmosphère, l'émetteur doit utiliser l'une des méthodes suivantes pour déterminer le débit du gaz :

i. en mesurant le débit du gaz de tous les événements, y compris le gaz dirigé vers des événements communs, à l'aide d'un sac gradué conformément au paragraphe 3° ou d'un échantillonneur à grand volume conformément au paragraphe 4°;

ii. en mesurant le débit du gaz de tous les événements, y compris le gaz dirigé vers des événements communs, à l'aide d'un débitmètre temporaire ou un débitmètre permanent conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1° de QC.29.4;

iii. dans le cas des fuites provenant des soupapes reliées à une conduite d'évacuation, telle que les vannes d'isolement des compresseurs sous pression et non utilisés ainsi que les vannes de décharge des compresseurs sous pression, en utilisant un appareil de détection acoustique conformément au paragraphe 2° de QC.29.4;

b) lorsque le caisson de la garniture de tige du compresseur n'est pas muni d'une conduite d'évacuation, l'émetteur doit :

i. détecter les fuites des équipements conformément au paragraphe 2° de QC.29.4;

ii. mesurer le débit du gaz à l'aide d'un sac gradué conformément au paragraphe 3°, d'un échantillonneur à grand volume conformément au paragraphe 4° ou d'un débitmètre conformément au paragraphe 1° de QC.29.4;

2° mesurer annuellement le débit du gaz émis par les événements de la garniture de tige, les événements des vannes d'isolement ainsi que les événements des vannes de décharge de chaque compresseur alternatif, y compris du gaz dirigé vers des événements communs, selon le mode de fonctionnement dans lequel il se trouve lors de la période de mesure, soit :

a) le compresseur alternatif est en fonction ou, en attente et sous pression et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge;

b) le compresseur alternatif est en fonction et le gaz émis provient de la garniture de tige;

c) le compresseur ne fonctionne pas et est dépressurisé et le gaz émis provient des fuites des vannes d'isolement par l'événement de décharge. Dans ce cas :

i. chaque compresseur alternatif qui n'est pas muni d'une bride pleine doit être échantillonné au moins une fois sur une période de 3 années consécutives;

ii. la mesure du débit n'est pas requise lorsqu'un compresseur alternatif est muni d'une bride pleine sur une période de 3 années consécutives;

iii. lorsqu'un compresseur alternatif est en attente et dépressurisé, qu'il n'est pas muni d'une bride pleine et qu'il n'est pas utilisé sur une période de 3 années consécutives, il doit être échantillonné durant ce mode;

3° lorsqu'il utilise des sacs gradués pour mesurer le débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif, n'utiliser ceux-ci qu'aux endroits où le gaz est émis à une pression semblable à la pression atmosphérique et où la concentration en sulfure d'hydrogène est telle qu'il est sécuritaire de les manipuler. Les sacs gradués doivent être utilisés selon les indications du fabricant et permettre de capturer tout le gaz émis lors de la période de mesure. L'émetteur doit également :

a) enregistrer le temps d'inflation du sac et, s'il se remplit en moins d'une seconde, arrondir à une seconde;

b) effectuer 3 mesures du temps d'inflation et utiliser la moyenne de ces mesures pour déterminer le débit du gaz;

4° lorsqu'il utilise un échantillonneur à haut volume, les mesures doivent être effectuées conformément aux indications du fabricant. L'émetteur doit également étalonner l'échantillonneur, selon les indications du fabricant, à 2,5% de CH₄ et 97,5% d'air ainsi qu'à 100% de CH₄ à partir d'échantillons représentatifs de concentrations connues.

QC.29.4.7. Fuites identifiées suite à une campagne de détection

L'émetteur qui effectue une campagne de détection des fuites doit :

1° lors de la première année de déclaration de ses émissions, déterminer le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes conformément aux méthodes suivantes :

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise et selon les méthodes propres au secteur;

b) en utilisant les données indiquées aux tableaux 29-1 à 29-5 prévus QC.29.6 selon le type d'activité, soit :

i. lors de la compression du gaz naturel pour son transport terrestre par pipelines, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-1 pour les émissions fugitives provenant des raccords, des vannes, des soupapes de surpression, des compteurs et des conduites ouvertes à l'atmosphère;

ii. lors du stockage souterrain du gaz naturel, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-2 pour les émissions fugitives provenant des raccords, des vannes, des soupapes de surpression, des compteurs et des conduites ouvertes à l'atmosphère;

iii. lors du stockage du gaz naturel liquéfié, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-3 pour les émissions fugitives provenant des vannes, des joints de pompe, des raccords et de tout autre type de composantes d'équipements;

iv. lors de l'importation et de l'exportation de gaz naturel liquide, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-4 pour les émissions fugitives provenant des vannes, des joints de pompe, des raccords et de tout autre type de composantes d'équipements;

v. lors de la distribution du gaz naturel pour les compteurs et régulateurs hors terre aux stations de transfert fiduciaire, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-5 pour les émissions fugitives provenant des raccords, des vannes de sectionnement, des vannes de commande, des soupapes de surpression, des compteurs à orifice, des régulateurs et des conduites ouvertes à l'atmosphère;

2° lors des années subséquentes de déclaration d'émissions, déterminer la concentration de CO₂ et de CH₄ dans le gaz naturel selon l'une des méthodes suivantes:

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise;

b) en utilisant la méthode prévue dans la plus récente version du document intitulé « Methodology Manuel : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

3° déterminer le temps pendant lequel une composante a fuit, conformément aux méthodes suivantes :

a) lorsqu'une seule campagne de détection des fuites est effectuée par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis le début de l'année et qu'elle subsiste jusqu'à sa réparation. Si la fuite n'est pas réparée, l'émetteur doit présumer que la fuite a subsisté toute l'année;

b) lorsque plus d'une campagne de détection des fuites sont effectuées par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis la dernière campagne. Si une fuite a été détectée lors de cette dernière, l'émetteur doit présumer que la fuite non réparée a subsisté toute l'année.

QC.29.4.8. Émissions fugitives de l'ensemble des composantes

Dans le cas des émissions fugitives provenant de l'ensemble des composantes, l'émetteur doit :

1° déterminer le nombre total de composantes pour chaque type de composantes, selon l'une des méthodes suivantes :

a) en utilisant la méthode prévue à l'annexe E de la plus récente version du document intitulé « Methodology Manuel : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

b) en utilisant une méthode propre au secteur publiée par l'Association canadienne du gaz ou par l'Association canadienne des producteurs pétroliers;

c) en se basant sur les données spécifiques à l'entreprise;

2° lors de la première année de déclaration de ses émissions, utiliser le facteur d'émission de chaque type de composantes selon le type d'activité, soit :

a) lors du stockage souterrain du gaz naturel, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-2 pour les émissions fugitives provenant des raccords, des vannes, des soupapes de surpression, des compteurs et des conduites ouvertes à l'atmosphère;

b) lors du stockage du gaz naturel liquéfié, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-3 pour les émissions fugitives provenant des compresseurs de récupération de la phase gazeuse;

c) lors de l'importation et de l'exportation de gaz naturel liquide, les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-4 pour les émissions fugitives provenant des compresseurs de récupération de la phase gazeuse;

d) lors de la distribution du gaz naturel :

i. les facteurs d'émission indiqués au tableau 29-5 pour les émissions fugitives provenant des compteurs et des régulateurs souterrains;

ii. le facteur d'émission calculé selon l'équation 29-16 dans le cas des compteurs et des régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire :

Équation 29-16

$$FE_i = \frac{GES_i}{N}$$

Où :

FE_i = Facteur d'émission spécifique à l'entreprise pour les compteurs et les régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire, en tonnes métriques par composante;

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i provenant des fuites des compteurs et des régulateurs hors terre aux stations où il y a un transfert fiduciaire, calculées conformément à l'équation 29-12, en tonnes métriques;

N = Nombre total de composantes, soit les compteurs et les régulateurs hors terre, aux stations où il y a un transfert fiduciaire;

i = CH_4 ou CO_2 ;

iii. le calcul des émissions fugitives provenant de fuites des principaux équipements du réseau de transport et de distribution peut également être effectué conformément aux méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé « Methodology Manual : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

3° lors des années subséquentes de déclaration d'émissions, déterminer le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes, conformément aux méthodes suivantes :

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise et selon les méthodes propres au secteur, notamment publiées par l'Association canadienne du gaz;

- b) en faisant la mise à jour des facteurs d'émission au moins tous les 3 ans;
- c) lorsqu'un facteur d'émission spécifique au fonctionnement des équipements ne peut être déterminé, en utilisant les facteurs prévus aux tableaux 29-1 à 29-5 conformément au paragraphe 2°;
- 4° déterminer la concentration du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel conformément aux méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé « Methodology Manuel : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.

QC.29.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent règlement pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement déterminée de la manière suivante :

- 1° la mesure ou l'estimation des émissions pour chaque source visée doit être reprise dès que possible, soit au cours de l'année de déclaration ou lors de l'année de déclaration suivante. Dans ce dernier cas, les données de remplacement ne peuvent être réutilisées pour l'estimation des émissions de cette année de déclaration. De plus, une période minimale de 30 jours doit séparer l'estimation ou la mesure effectuée pour les émissions de l'année précédente et l'estimation ou la mesure des émissions de l'année en cours;
- 2° lorsque les données manquantes sont la température, la pression ou des données estimées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu, la donnée de remplacement doit être estimée conformément aux pratiques d'inventaire propres au secteur.

QC.29.6. Tableau**Tableau 29-1. Facteurs d'émission du carbone organique total dans le gaz naturel lors de sa compression pour son transport terrestre**

(QC.29.3.2, QC.29.3.4, 2°, QC.29.4.7, 1°)

Facteurs d'émissions des fuites par type de composantes	
Type de composantes	Carbone organique total (tonnes/heure)
Raccord	$4,471 \times 10^{-7}$
Vanne de sectionnement	$4,131 \times 10^{-6}$
Vanne de commande	$1,650 \times 10^{-2}$
Vanne de décharge du compresseur	$3,405 \times 10^{-3}$
Soupape de surpression	$1,620 \times 10^{-4}$
Compteur à orifice	$4,863 \times 10^{-5}$
Autre compteur	$9,942 \times 10^{-6}$
Régulateur	$7,945 \times 10^{-6}$
Conduite ouverte à l'atmosphère	$9,183 \times 10^{-5}$
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Type de composantes	Carbone organique total (m³/heure)
Équipement pneumatique à faible échappement	$3,99 \times 10^{-2}$
Équipement pneumatique à échappement élevé	$5,32 \times 10^{-1}$
Équipement pneumatique à échappement intermittent	$5,32 \times 10^{-1}$

Tableau 29-2. Facteurs d'émission du carbone organique total dans le gaz naturel lors du stockage souterrain

(QC.29.3.2, QC.29.3.4, 2°, QC.29.4.7, 1°, QC.29.4.8, 2°)

Type de composantes	Carbone organique total m ³ /heure
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes	
Vanne	0,4265
Raccord	0,1600
Conduite ouverte à l'atmosphère	0,4964
Soupape de surpression	1,1396
Compteur	0,5555
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Raccord	2,83 x 10 ⁻⁴
Vanne	2,83 x 10 ⁻³
Soupape de surpression	4,81 x 10 ⁻³
Conduite ouverte à l'atmosphère	8,49 x 10 ⁻⁴
Équipement pneumatique à faible échappement	3,99 x 10 ⁻²
Équipement pneumatique à échappement élevé	5,32 x 10 ⁻¹
Équipement pneumatique à échappement intermittent	5,32 x 10 ⁻¹

Tableau 29-3. Facteurs d'émission du CH₄ lors du stockage de gaz naturel liquéfié

(QC.29.4.7, 1°, QC.29.4.8, 2°)

Type de composantes	CH ₄ m ³ /heure
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes	
Vanne	3,42 x 10 ⁻²
Joint de pompe	1,15 x 10 ⁻¹
Raccord	9,91 x 10 ⁻³
Autre	5,09 x 10 ⁻²
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Compresseur de recouvrement de la phase gazeuse	1,20 x 10 ⁻¹

Tableau 29-4. Facteurs d'émission du CH₄ lors de l'importation et de l'exportation de gaz naturel liquide

(QC.29.4.7, 1°, QC.29.4.8, 2°)

Type de composantes	CH ₄ m ³ /heure
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes	
Vanne	3,42 x 10 ⁻²
Joint de pompe	1,15 x 10 ⁻¹
Raccord	9,90 x 10 ⁻³
Autre	5,09 x 10 ⁻²
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Compresseur de recouvrement de la phase gazeuse	1,20 x 10 ⁻¹

Tableau 29-5. Facteurs d'émission du carbone organique total et du CH₄ dans le gaz naturel lors de sa distribution

(QC.29.4.7, 1°, QC.29.4.8, 2°)

Facteurs d'émission des fuites par type de composantes	
Type de composantes	Carbone organique total tonnes/heure
Raccord	8,227 x 10 ⁻⁸
Vanne de sectionnement	5,607 x 10 ⁻⁷
Vanne de commande	1,949 x 10 ⁻⁵
Soupape de surpression	3,944 x 10 ⁻⁶
Compteur à orifice	3,011 x 10 ⁻⁶
Régulateur	6,549 x 10 ⁻⁷
Conduite ouverte à l'atmosphère	6,077 x 10 ⁻⁵
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Type de composantes	CH ₄ m ³ /heure
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation est supérieure à 300 psig	3,74 x 10 ⁻²
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation se situe entre 100 et 300 psig	5,66 x 10 ⁻³
Compteur et régulateur souterrains où la pression	2,83 x 10 ⁻³

Facteurs d'émission des fuites par type de composantes	
Type de composantes	Carbone organique total tonnes/heure
d'alimentation est inférieure à 100 psig	
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de transport	
Type de conduites	CH₄ m³/heure
Acier non protégé	1,83 x 10 ⁻¹
Acier protégé	7,22 x 10 ⁻²
Plastique	7,75 x 10 ⁻²
Fonte	7,83 x 10 ⁻¹
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de distribution	
Type de conduites	CH₄ m³/heure
Acier non protégé	7,08 x 10 ⁻²
Acier protégé	3,25 x 10 ⁻²
Plastique	1,05 x 10 ⁻²
Cuivre	2,66 x 10 ⁻²

. ».

13. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2012, malgré l'article 6.3 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (C.Q-2, r. 15), l'émetteur n'est pas tenu d'utiliser les méthodes prescrites à l'annexe A.2 suivantes :

- 1° dans le cas du transport et de la distribution d'électricité et de l'utilisation d'équipements de production d'électricité, les méthodes visées à QC.24;
- 2° dans le cas des équipements mobiles; les méthodes visées à QC.27;
- 3° dans le cas du transport et de la distribution du gaz naturel, les méthodes visées à QC.29.3.1, QC.29.3.2, QC.29.3.7 et QC.29.3.8.

14. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.