

chapitre Q-2, r. 15

Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l’atmosphère

Loi sur la qualité de l’environnement
(chapitre Q-2, a. 2.2, 46.2 et 124.1).

Loi sur certaines mesures permettant d’appliquer les lois en matière d’environnement et de sécurité des barrages
(chapitre M-11.6, a. 30 et 45).

A.M. 2007-09-26; L.Q. 2022, c. 8, a. 1.

TABLE DES MATIÈRES

SECTION I	
CHAMP D’APPLICATION, OBJET ET INTERPRÉTATION.....	1
SECTION II	
NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L’ÉMISSION DANS L’ATMOSPHÈRE DE CERTAINS CONTAMINANTS À L’ORIGINE DE LA POLLUTION TOXIQUE, DES PLUIES ACIDES ET DU SMOG.....	4
SECTION II.1	
NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L’ÉMISSION DANS L’ATMOSPHÈRE DE CERTAINS GAZ À EFFET DE SERRE.....	6.1
SECTION II.2	
CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS ET DES DONNÉES.....	7
SECTION III	
SANCTIONS ADMINISTRATIVES PÉCUNIAIRES.....	8
SECTION III.1	
SANCTIONS PÉNALES.....	9.3
SECTION IV	
DISPOSITIONS DIVERSES.....	10
ANNEXE A	
ANNEXE A.1	
ANNEXE A.2	
ANNEXE B (<i>Abrogée</i>)	

SECTION I

CHAMP D'APPLICATION, OBJET ET INTERPRÉTATION

1. Le présent règlement s'applique à tout exploitant dont l'entreprise, l'installation ou l'établissement émet dans l'atmosphère l'un des contaminants mentionnés aux annexes A et A.1 à un niveau qui est égal ou supérieur au seuil de déclaration prescrit pour ce contaminant. Il s'applique également à tout exploitant dont l'entreprise, l'installation ou l'établissement effectue de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de l'un des contaminants mentionnés à l'annexe A.1 ou en reçoit en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant.

Les dispositions du présent règlement s'appliquent notamment dans une aire retenue pour les fins de contrôle ou dans une zone agricole établie suivant la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (chapitre P-41.1).

A.M. 2007-09-26, a. 1; A.M. 2010-12-06, a. 1; A.M. 2023-1009, a. 1.

2. Le présent règlement, dans la perspective d'assurer la surveillance de l'état de l'environnement relativement aux phénomènes d'accroissement de l'effet de serre, des pluies acides, du smog et de la pollution toxique ainsi que de dresser l'inventaire de certains contaminants émis dans l'atmosphère, a pour objet de déterminer les seuils à partir desquels les entreprises, les installations ou les établissements deviennent assujettis à l'obligation de déclarer leurs émissions au regard des contaminants liés à ces phénomènes, ainsi que certaines autres conditions d'assujettissement à cette obligation. Il prévoit également les renseignements qui doivent lui être fournis, dont certains renseignements de nature confidentielle qui sont nécessaires au calcul des quantités d'émission de ces contaminants, telles les données sur la production, sur les combustibles, sur les matières premières, sur les équipements et sur les procédés.

A.M. 2007-09-26, a. 2; A.M. 2010-12-06, a. 2; A.M. 2023-1009, a. 2.

3. Dans le présent règlement, on entend par:

0.1° «biocombustible»: tout combustible dont la capacité de génération d'énergie est dérivée entièrement de la biomasse;

0.2° «biomasse»: plante ou partie de plante non-fossilisée, cadavre ou partie d'animal, fumier ou lisier, micro-organisme ou tout autre produit provenant de l'une de ces matières;

0.3° «conditions de référence»: une température de 20 °C et une pression de 101,325 kPa;

0.4° «flexigaz»: gaz à faible pouvoir calorifique produit lors de la gazéification du coke;

1° «fluorures totaux»: la somme des fluorures émis sous la forme gazeuse et des fluorures émis sous la forme de particules;

1.1° «gaz associés»: gaz naturel associé au pétrole brut se retrouvant à la surface de celui-ci ou sous forme dissoute;

2° «ministre»: le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs;

3° «procédé»: toute méthode, réaction ou opération par laquelle les matières traitées subissent un changement physique ou chimique dans une même ligne de production et comprend toutes opérations successives sur une même matière entraînant le même genre de changement physique;

4° «seuil de déclaration»: la quantité d'un contaminant ou d'une catégorie de contaminants émis par une entreprise, une installation ou un établissement, exprimée en fonction de certains paramètres, à partir de laquelle l'exploitant de cette entreprise, cette installation ou cet établissement est tenu de déclarer le niveau de ses émissions.

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.

Enfin, pour l'application du présent règlement, dans le cas d'un lieu d'enfouissement fermé, une personne ou une municipalité est considérée en faire l'exploitation tant qu'elle n'est pas relevée de ses obligations de suivi environnemental et d'entretien en vertu de l'article 85 du Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles (chapitre Q-2, r. 19).

A.M. 2007-09-26, a. 3; A.M. 2010-12-06, a. 3; A.M. 2011-12-16, a. 1; A.M. 2012-12-11, a. 1.

SECTION II

NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L'ÉMISSION DANS L'ATMOSPHÈRE DE CERTAINS CONTAMINANTS À L'ORIGINE DE LA POLLUTION TOXIQUE, DES PLUIES ACIDES ET DU SMOG

A.M. 2007-09-26, sec. II; A.M. 2010-12-06, a. 4.

4. Toute personne ou municipalité exploitant un établissement qui émet dans l'atmosphère un contaminant mentionné à la Partie I de l'annexe A dans une quantité qui atteint ou excède le seuil de déclaration mentionné à cette annexe pour ce contaminant ou cette catégorie de contaminants doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, communiquer au ministre par voie électronique, en utilisant le formulaire accessible en ligne sur le site Internet du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, la quantité de chacun des contaminants mentionnés à la Partie I de l'annexe A que cet établissement a émis dans l'atmosphère pendant l'année civile précédente.

L'exploitant doit également identifier les activités, les procédés ou les équipements qui sont la source des émissions de contaminants, en indiquant de façon distincte, pour chacun d'eux, les émissions qui leur sont attribuables, la quantité de combustibles et de matières premières utilisés ainsi que le volume de production qui ont servi au calcul des quantités de contaminants.

De plus, l'exploitant est tenu de fournir au ministre les méthodes de calcul ou d'évaluation visées au deuxième alinéa de l'article 6 ayant été utilisées ainsi que toute information pertinente aux calculs, dont les facteurs et les taux d'émission utilisés, leur provenance et, dans le cas où ils proviennent de sources documentaires publiées, leur référence.

Pour l'application du présent article, lorsqu'un établissement comprend plus d'une installation, les données relatives à chacune d'elles doivent être identifiées de façon distincte.

A.M. 2007-09-26, a. 4; A.M. 2010-12-06, a. 5; A.M. 2011-12-16, a. 2; A.M. 2012-12-11, a. 2; A.M. 2013-12-11, a. 1; A.M. 2014-12-16, a. 1; A.M. 2016-12-21, a. 1.

5. Dans le cas où l'exploitant de l'installation ou de l'établissement est tenu en vertu d'un avis public donné en application de l'article 46 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (L.C. 1999, c. 33) de faire une déclaration au ministre de l'Environnement du Canada pour l'un des contaminants mentionnés à la Partie II de l'annexe A, cet exploitant doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année,

communiquer au ministre par voie électronique, en utilisant le formulaire accessible en ligne sur le site Internet du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, la quantité de chacun de ces contaminants que cette installation ou cet établissement a émis dans l'atmosphère pendant l'année civile précédente.

L'exploitant doit également identifier les activités, les procédés ou les équipements qui sont la source des émissions de contaminants, en indiquant de façon distincte, pour chacun d'eux, les émissions qui leur sont attribuables, la quantité de combustibles et de matières premières utilisés ainsi que le volume de production qui ont servi au calcul des quantités de contaminants déclarées au ministre de l'Environnement du Canada.

De plus, l'exploitant est tenu de fournir au ministre les méthodes de calcul ou d'évaluation visées au deuxième alinéa de l'article 6 ayant été utilisées ainsi que toute information pertinente aux calculs, dont les facteurs et les taux d'émission utilisés, leur provenance et, dans le cas où ils proviennent de sources documentaires publiées, leur référence.

A.M. 2007-09-26, a. 5; A.M. 2010-12-06, a. 6; A.M. 2011-12-16, a. 3; A.M. 2012-12-11, a. 3; A.M. 2013-12-11, a. 2.

5.0.1. Lorsqu'une installation ou un établissement change d'exploitant au cours d'une année, celui qui en cesse l'exploitation doit en aviser le ministre dans les plus brefs délais.

Pour l'application des articles 4 et 5, la déclaration d'émissions de l'année en cours doit dans ce cas 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'installation ou l'établissement était sous sa responsabilité.

A.M. 2016-12-21, a. 2.

5.1. L'exploitant visé à l'article 4 ou 5 doit joindre aux renseignements visés à ces articles les renseignements suivants:

1° le nom et les coordonnées de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement ainsi que de son représentant;

2° le numéro d'entreprise du Québec (NEQ) qui lui est attribué lorsqu'il est immatriculé en vertu de la Loi sur la publicité légale des entreprises (chapitre P-44.1) ainsi que, le cas échéant, le numéro d'identification qui lui est attribué par l'Inventaire national des rejets de polluants du gouvernement du Canada;

3° le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité, les activités exercées et les procédés et équipements utilisés ainsi que, le cas échéant, le code à 6 chiffres correspondant du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN Canada);

4° le nom et les coordonnées de la personne responsable de la déclaration de contaminants pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement.

A.M. 2012-12-11, a. 4.

5.2. Lorsque les émissions de contaminants d'un établissement déclarées conformément à l'article 4 ou 5 baissent l'année suivante sous le seuil de déclaration, l'exploitant de cet établissement doit, au plus tard le 1^{er} juin suivant la première année où les émissions sont sous ce seuil, transmettre au ministre un avis comprenant les renseignements et documents suivants:

1° les renseignements visés à l'article 5.1;

2° une attestation que les émissions de contaminants visés à l'annexe A sont sous le seuil de déclaration;

3° la justification de la diminution des émissions de contaminants;

4° la signature de la personne responsable de la déclaration pour l'établissement.

A.M. 2012-12-11, a. 4.

6. Les renseignements communiqués en application de l'article 4 ou du deuxième alinéa de l'article 5 doivent être fondés sur les meilleures données et la meilleure information dont l'exploitant de l'installation ou de l'établissement dispose, dont il peut raisonnablement disposer ou dont il peut disposer en faisant un traitement de données approprié.

Ces renseignements peuvent notamment être fondés sur l'une des méthodes de calcul ou d'évaluation suivantes:

1° un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;

2° un bilan massique des émissions, 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° un calcul technique utilisant un facteur d'émission publié dans la documentation scientifique;

4° un calcul technique utilisant un taux d'émission découlant d'un échantillonnage des émissions;

4.1° un modèle d'estimation des émissions;

5° (*paragraphe remplacé*);

6° (*paragraphe remplacé*).

De plus, à moins d'indications contraires, les données requises en vertu du présent règlement doivent être en unités métriques.

La déclaration d'émissions de contaminants transmise en vertu de l'article 4 ou 5 doit être signée par la personne responsable de cette déclaration pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement, qui doit également attester de la véracité des renseignements communiqués.

A.M. 2007-09-26, a. 6; A.M. 2010-12-06, a. 7; A.M. 2011-12-16, a. 4; A.M. 2012-12-11, a. 5.

SECTION II.1

NORMES SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE RELATIVE À L'ÉMISSION DANS L'ATMOSPHÈRE DE CERTAINS GAZ À EFFET DE SERRE

A.M. 2010-12-06, a. 8.

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 ou, dans les cas prévus au septième alinéa de l'article 19 ou au quatrième alinéa de l'article 19.0.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1), pendant 9 années consécutives, et ce, même s'il y a cessation des activités de l'établissement.

Toute personne ou municipalité qui exploite une entreprise faisant l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de

serre ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec est également tenue de déclarer les émissions attribuables à la production de cette électricité conformément au premier alinéa. Dans le cas de cet émetteur ainsi que de ceux faisant l'exportation, le transport ou la distribution d'électricité, effectuant le transport ou la distribution de gaz naturel, effectuant l'exploration ou l'exploitation gazière ou pétrolière, ou effectuant le transport ou la distribution de pétrole par pipeline, le seuil de déclaration prévu au premier alinéa s'applique cependant au niveau de l'entreprise.

Toute personne ou municipalité exploitant une entreprise qui distribue annuellement plus de 200 litres de carburants et de combustibles visés à la partie QC.30.1 du protocole QC.30 de l'annexe A.2 est tenue de déclarer au ministre toutes les émissions de gaz à effet de serre attribuables à leur combustion ou à leur utilisation tant que la quantité de carburants et de combustibles distribués n'est pas en deçà de ce seuil de déclaration pendant 4 années consécutives, et ce, même si elle cesse de distribuer de tels carburants et combustibles.

Aux fins de l'application de la présente section, une entreprise exploitée par un émetteur visé au deuxième alinéa est considérée comme un établissement.

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

La personne ou la municipalité qui cesse l'exploitation d'une entreprise, d'une installation ou d'un établissement ou qui en cède l'exploitation doit en aviser le ministre dans les plus brefs délais. La déclaration d'émissions de l'année en cours doit alors 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 alinéa procède à la fermeture définitive d'un établissement ou qu'un émetteur visé au deuxième ou troisième alinéa procède à la dissolution d'une entreprise et qu'ils sont toujours assujettis à l'obligation de déclaration de leurs émissions de gaz à effet de serre en vertu du présent article, ils doivent, dans les 6 mois suivant la fermeture définitive de l'établissement ou la dissolution de l'entreprise, transmettre au ministre une déclaration d'émissions pour la période au cours de laquelle l'établissement ou l'entreprise était en exploitation et n'a pas fait l'objet d'une telle déclaration. Dans le cas où un tel établissement ou une telle entreprise sont visés respectivement au premier ou au deuxième alinéa de l'article 2 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre, la déclaration d'émissions doit également être accompagnée du rapport de vérification visé à l'article 6.6.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2011-12-16, a. 5; A.M. 2012-09-05, a. 1; A.M. 2012-12-11, a. 6; A.M. 2013-12-11, a. 3; A.M. 2014-12-16, a. 2; A.M. 2015-12-14, a. 1; A.M. 2016-12-21, a. 3; A.M. 2017-12-18, a. 1; A.M. 2019-12-05, a. 1; A.M. 2020-12-01, a. 1; A.M. 2022-12-16, a. 1.

6.1.1. Tout émetteur visé au paragraphe 3 du deuxième alinéa de l'article 2 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) et qui est inscrit conformément à l'article 7 de ce règlement doit déclarer ses émissions au ministre conformément à la présente section tant que ses émissions ne sont pas en deçà du seuil de déclaration prévu au premier alinéa de l'article 6.1 pendant 4 années consécutives ou, dans les cas prévus au septième alinéa de l'article 19 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, pendant 9 années consécutives, et ce, même s'il y a cessation des activités de l'établissement.

Tout émetteur visé au deuxième alinéa de l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre doit déclarer ses émissions au ministre conformément à la présente section tant qu'il est tenu de couvrir ses émissions en vertu de l'article 19.0.1 de ce règlement.

Les cinquième, sixième et septième alinéas de l'article 6.1 s'appliquent aux émetteurs visés au présent article, compte tenu des adaptations nécessaires.

A.M. 2020-12-01, a. 2; A.M. 2022-12-16, a. 2.

6.1.2. Toute personne ou municipalité qui n'est pas visée aux articles 6.1 ou 6.1.1 et qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui, pendant une année civile, a effectué de la capture, du stockage, de l'élimination ou de la valorisation d'émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 ou a reçu de telles émissions en transfert de l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre exploitant est tenue de déclarer ses émissions pour cette année civile au ministre conformément à la présente section.

Les cinquième, sixième et septième alinéas de l'article 6.1 s'appliquent aux émetteurs visés au présent article, compte tenu des adaptations nécessaires.

A.M. 2023-1009, a. 3.

6.1.3. Tout émetteur visé à la présente section qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui transfère des émissions de gaz à effet de serre mentionnés à l'annexe A.1 à l'entreprise, l'installation ou l'établissement d'un autre émetteur assujetti à l'obligation de déclarer ses émissions doit lui fournir toutes les données nécessaires à la déclaration pour la période concernée.

Tout émetteur visé à l'article 6.1.2 ou tout émetteur visé aux articles 6.1 ou 6.1.1 qui exploite une entreprise, une installation ou un établissement qui effectue l'une des opérations énoncées au premier alinéa de l'article 6.1.2 doit, lorsqu'il cesse cette opération, en aviser le ministre dans les plus brefs délais.

A.M. 2023-1009, a. 3.

6.2. L'émetteur visé à l'article 6.1, 6.1.1 ou 6.1.2 doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, produire au ministre par voie électronique, en utilisant le formulaire accessible en ligne sur le site Internet du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, une déclaration de ses émissions de gaz à effet de serre de l'année civile précédente comprenant les renseignements suivants:

1° la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en tonnes métriques en équivalent CO₂, excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, calculée selon l'équation suivante:

$$CO_2 \text{ éq.} = \sum_{i=1}^n GES_i \times PRP_i$$

Où:

$CO_2_{\text{éq.}}$ = Émissions annuelles totales de gaz à effet de serre, en tonnes métriques équivalentes de CO_2 ;

GES_i = Émissions annuelles totales de chacun des gaz à effet de serre émis, en tonnes métriques;

PRP_i = Potentiel de réchauffement planétaire indiqué à l'annexe A.1 pour chaque gaz à effet de serre émis;

n = Nombre de gaz à effet de serre émis;

i = Chaque type de gaz à effet de serre.

La quantité totale en équivalent CO_2 calculée en application du présent paragraphe est arrondie au nombre entier supérieur;

2° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

2.1° dans le cas d'une personne ou municipalité exploitant une entreprise qui distribue des carburants et des combustibles, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion ou l'utilisation des carburants et des combustibles distribués, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.2° dans le cas d'une personne ou d'une municipalité qui exploite une entreprise faisant l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de cette électricité, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.2.1° dans le cas d'une personne ou d'une municipalité qui exploite une entreprise faisant l'exportation d'électricité produite au Québec, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de cette électricité, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

2.3° pour les établissements des secteurs visés à l'annexe A du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en tonnes métriques en équivalent CO_2 , en excluant les émissions ayant été captées, stockées, valorisées ou transférées hors de l'établissement, les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

3° tout renseignement prescrit à l'annexe A.2 concernant son type d'entreprise, d'installation ou d'établissement et, le cas échéant, le type d'activité exercée ou le type de procédé ou d'équipement utilisé;

4° la quantité totale d'émissions de CO_2 attribuables à la combustion de biomasse et de biocombustibles, en tonnes métriques;

4.1° la quantité totale d'émissions de CO_2 attribuables à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles à des fins autres que la combustion, en tonnes métriques;

4.2° la quantité et la description de la biomasse utilisée de chacune des catégories suivantes:

a) la biomasse forestière, en précisant la quantité et en faisant la description des résidus suivants:

i. les résidus forestiers primaires, c'est-à-dire les résidus résultant des activités d'aménagement forestier tels les parties d'arbres, les rémanents, les tronçons d'arbres commerciaux et non commerciaux, les rameaux et le feuillage;

ii. les résidus forestiers secondaires, c'est-à-dire les résidus de procédés industriels ou de produits conjoints tels les copeaux, les sciures, les rabotures et les écorces;

iii. les résidus forestiers tertiaires, c'est-à-dire les résidus de construction, de démolition et de procédé d'emballage;

b) la biomasse agricole, en précisant la quantité et en faisant la description des résidus suivants:

i. les résidus animaux;

ii. les résidus végétaux;

c) la biomasse municipale;

d) tout autre type de biomasse non visée aux sous-paragraphes a à c;

5° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert, en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles;

5.1° la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles;

6° les méthodes de calcul utilisées conformément à l'article 6.3;

7° dans le cas des types d'entreprise, d'établissement ou d'installation ou des types d'activité, de procédé ou d'équipement n'ayant pas de protocole spécifique prévu à l'annexe A.2 ou dont les émissions de gaz à effet de serre ont été calculées en vertu du deuxième alinéa de l'article 6.3:

a) la quantité d'émissions de chaque gaz à effet de serre visé à l'annexe A.1 attribuables à l'exercice de chaque type d'activité ou à l'utilisation de chaque type de procédé ou d'équipement, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement;

b) les émissions de CO₂ attribuables à la combustion et à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles, en tonnes métriques;

c) les facteurs ou les taux d'émission utilisés ainsi que leur provenance, leur référence ou leur méthode de détermination;

8° dans le cas d'un émetteur visé à l'article 6.6:

a) le cas échéant, la quantité totale annuelle d'unités étalons relatives à ses activités;

b) les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, et le cas échéant, pour chaque unité étalon, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, soit:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b.1) la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement et les quantités d'émissions afférentes à chacune de ces opérations, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'opération ou de transfert, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

b.2) la quantité totale d'émissions de chaque gaz à effet de serre reçues en transfert d'un autre établissement et les quantités d'émissions afférentes à cette opération, en tonnes métriques, ainsi que les coordonnées de chaque lieu d'origine de ces émissions, en spécifiant le type d'émissions parmi ceux mentionnés ci-dessous et, dans le cas des émissions de CO₂, si elles sont attribuables à la combustion ou à l'utilisation de biomasse et de biocombustibles:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) pour une nouvelle installation conformément au paragraphe 11 de l'article 3 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre, les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, et le cas échéant, pour chaque unité étalon, en excluant les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions calculées conformément aux protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2, soit:

i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;

ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

9° (*paragraphe abrogé*).

Lorsque l'installation ou l'établissement est muni d'un système de mesure en continu des émissions de CO₂ et que l'émetteur doit, conformément au présent règlement, indiquer les émissions par type, c'est-à-dire celles attribuables à la combustion, aux procédés fixes ou autres, il doit pour chaque type d'émissions:

1° estimer les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion ainsi que les émissions autres à l'aide des facteurs d'émissions indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7 de l'annexe A.2. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le National Council for Air and Stream Improvement (NCASI) ou le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD);

2° déterminer les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables aux procédés fixes en soustrayant de la donnée mesurée par le système de mesure en continu des émissions de CO₂ les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion et les émissions autres estimées conformément au paragraphe 1.

La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée au premier alinéa doit être signée par la personne responsable de cette déclaration pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement, qui doit également attester de la véracité des renseignements communiqués.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2011-12-16, a. 6; A.M. 2012-09-05, a. 2; A.M. 2012-12-11, a. 7; A.M. 2013-12-11, a. 4; A.M. 2014-12-16, a. 3; A.M. 2017-12-18, a. 2; A.M. 2020-12-01, a. 3; A.M. 2023-10-09, a. 4.

6.3. Les quantités d'émissions de gaz à effet de serre déclarées en vertu du premier alinéa de l'article 6.2 doivent être calculées selon les protocoles prescrits à l'annexe A.2 correspondant au type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité et, le cas échéant, au type d'activité exercée et de procédé ou équipement utilisé.

Un émetteur peut cependant utiliser l'une des méthodes de calcul ou d'évaluation visées au deuxième alinéa de l'article 6 dans les cas suivants:

1° pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre d'une ou plusieurs sources d'émission lorsque les émissions qui leur sont attribuables représentent, cumulativement, au plus 3% des émissions de l'établissement en équivalent CO₂, jusqu'à concurrence d'un total de 20 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ où les émissions de l'établissement sont, dans le cas d'un émetteur non visé à l'article 6.6, les émissions de gaz à effet de serre visées au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 6.2, et dans le cas d'un émetteur visé par l'article 6.6, les émissions de gaz à effet de serre visées au paragraphe 2.3 du premier alinéa de l'article 6.2;

2° aucun protocole n'est prévu à l'annexe A.2 pour le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité, pour le type d'activité exercée, pour le type de procédé ou équipement utilisé ou pour le type de gaz à effet de serre émis.

L'émetteur doit utiliser la même méthode de calcul et effectuer 100% des mesures et des prélèvements de données conformément à cette méthode pour chaque année de déclaration. Cependant, dès que la situation d'un émetteur ne correspond plus à l'un des cas visés au deuxième alinéa, il doit changer de méthode de calcul pour utiliser les protocoles visés au premier alinéa.

Malgré les deuxième et troisième alinéas, lorsque l'entreprise, l'installation ou l'établissement de l'émetteur est muni d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions permettant de mesurer les paramètres nécessaires au calcul des émissions de gaz à effet de serre ou lorsqu'un tel système est installé au cours de leur exploitation, l'émetteur doit utiliser les méthodes de calcul applicables à l'utilisation de ce système.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2012-09-05, a. 3; A.M. 2012-12-11, a. 8; A.M. 2013-12-11, a. 5; A.M. 2015-12-14, a. 2; A.M. 2016-12-21, a. 4.

6.3.1. Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, il doit remplacer ces données manquantes.

À cette fin, il doit appliquer la méthode d'estimation des données manquantes applicable selon la méthode de calcul prescrite par le protocole applicable prévu à l'annexe A.2 ou, dans le cas où l'émetteur utilise une méthode de calcul ou d'évaluation prévue au deuxième alinéa de l'article 6, il doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées et ensuite appliquer la méthode suivante:

1° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la température, la pression ou tout autre donnée échantillonnée ou analysée, l'émetteur doit analyser à nouveau, selon la méthode utilisée, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements. Dans le cas où il n'est pas possible d'obtenir de données valides, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

a) en déterminant le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur selon la méthode de calcul ou d'évaluation utilisée par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises selon la méthode utilisée par l'émetteur;

b) dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse, l'émetteur doit:

i. lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

ii. lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

iii. lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité de matières premières telle que la consommation de combustibles, la quantité de matériaux, la quantité de production ou la quantité d'unités étalons, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

3° lorsque la donnée manquante est une donnée obtenue par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, l'émetteur doit déterminer la donnée de remplacement selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6 de l'annexe A.2.

A.M. 2012-09-05, a. 4.

6.4. L'émetteur visé à l'article 6.1, 6.1.1 ou 6.1.2 doit joindre aux renseignements visés à l'article 6.2 les renseignements suivants:

1° le nom et les coordonnées de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement ainsi que de son représentant;

2° (*paragraphe abrogé*);

3° le numéro d'entreprise du Québec (NEQ) qui lui est attribué lorsqu'il est immatriculé en vertu de la Loi sur la publicité légale des entreprises (chapitre P-44.1) ainsi que, le cas échéant, le numéro

d'identification qui lui est attribué par l'Inventaire national des rejets de polluants du gouvernement du Canada;

4° le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité et, le cas échéant, les activités exercées et les procédés et équipements utilisés ainsi que, le cas échéant, le code à 6 chiffres correspondant du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN Canada);

5° le nom et les coordonnées de la personne responsable de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre pour l'entreprise, l'installation ou l'établissement.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2012-12-11, a. 9; A.M. 2020-12-01, a. 4; A.M. 2023-1009, a. 5.

6.5. L'émetteur dont la déclaration annuelle d'émissions de gaz à effet de serre comporte une ou plusieurs erreurs ou omissions doit, dans les plus brefs délais, transmettre au ministre un avis de correction comprenant les renseignements suivants:

1° une description des corrections à apporter à la déclaration initiale;

2° les circonstances ayant mené aux erreurs ou aux omissions et, le cas échéant, les correctifs apportés;

3° le cas échéant, une estimation de la quantité d'émissions de gaz à effet de serre que représentent les erreurs ou les omissions.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2012-12-11, a. 10.

6.6. Tout émetteur visé aux premier et deuxième alinéas de l'article 2 ou à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) doit, au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, 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.

N'ont toutefois pas à être vérifiées:

1° les émissions de CO₂ attribuables à la combustion ou à l'utilisation 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, visées à la partie QC.27 de l'annexe A.2, attribuables aux équipements mobiles sur le site d'un établissement;

3.1° les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux lieux d'enfouissement de matières résiduelles;

4° (*paragraphe abrogé*);

5° (*paragraphe abrogé*);

6° (*paragraphe abrogé*);

7° (*paragraphe abrogé*).

L'émetteur doit confier la vérification de sa déclaration annuelle à un organisme de vérification et à un vérificateur désigné par cet organisme satisfaisant également aux exigences suivantes:

1° cet organisme et ce vérificateur n'ont pas agi à titre de consultant pour l'émetteur aux fins de la quantification ou de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre ou ne lui ont pas fourni un service visé au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.10 au cours des 3 années précédentes;

2° cet organisme et ce vérificateur n'ont pas vérifié plus de 6 déclarations annuelles consécutives de l'émetteur depuis la déclaration d'émissions de l'année 2012;

3° lorsque l'émetteur désire confier la vérification de sa déclaration d'émissions à un organisme de vérification ou à un vérificateur autre que celui ayant vérifié la déclaration de l'année précédente, cet organisme ou ce vérificateur ne doit pas avoir effectué la vérification de la déclaration d'émissions de cet émetteur au cours des 3 années précédentes.

L'émetteur visé au premier ou au deuxième alinéa de l'article 6.1 ou au premier alinéa de l'article 6.1.1 doit faire vérifier sa déclaration annuelle tant que ses émissions de gaz à effet de serre ne sont pas en deçà du seuil déterminé au premier alinéa ou au paragraphe 1 du deuxième alinéa de l'article 2 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre pendant 4 années consécutives ou, dans les cas prévus au septième alinéa de l'article 19 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, pendant 9 années consécutives.

L'émetteur visé au troisième alinéa de l'article 6.1 doit faire vérifier sa déclaration annuelle tant que les carburants et les combustibles distribués ne sont pas en deçà du seuil déterminé au paragraphe 2 du deuxième alinéa de l'article 2 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre pendant une année et ce, même s'il y a cessation des activités de distribution visées à la partie QC.30.1 du protocole QC.30 de l'annexe A.2.

L'émetteur visé à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre doit faire vérifier sa déclaration annuelle tant qu'il est tenu de couvrir ses émissions en vertu de l'article 19.0.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

Malgré le premier alinéa, le rapport de vérification de la déclaration d'émissions peut avoir été effectué par un organisme de vérification en voie d'être accrédité à condition que cet organisme obtienne son accréditation au plus tard le 1^{er} septembre de l'année de la transmission du rapport de vérification par l'émetteur.

À défaut par l'organisme d'obtenir son accréditation dans le délai prévu au sixième alinéa, l'émetteur doit, au plus tard le 1^{er} avril suivant la fin de ce délai, transmettre au ministre un nouveau rapport de vérification de sa déclaration d'émissions effectué par un organisme accrédité conformément au premier alinéa.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2011-12-16, a. 7; A.M. 2012-09-05, a. 5; A.M. 2012-12-11, a. 11; A.M. 2013-12-11, a. 6; A.M. 2014-12-16, a. 4; A.M. 2016-12-21, a. 5; A.M. 2017-12-18, a. 3; A.M. 2020-12-01, a. 5; A.M. 2022-12-16, a. 3.

6.6.1. En plus de l'obligation de vérification prévue au premier alinéa de l'article 6.6, la personne ou la municipalité visée au premier alinéa de l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) qui s'inscrit au système conformément aux articles 7.1 et 7.2 de ce même règlement doit, au moment de cette inscription, transmettre au ministre, conformément à l'article 6.6, un rapport de vérification de sa déclaration d'émissions de l'année qui précède celle à laquelle elle entend s'inscrire.

A.M. 2017-12-18, a. 4; A.M. 2022-12-16, a. 4.

6.7. Tout émetteur visé à l'article 6.6 qui soumet un avis de correction de sa déclaration d'émissions conformément à l'article 6.5 doit l'accompagner d'un rapport de vérification lorsque l'un des seuils d'importance relative suivants est atteint:

1° lorsque les erreurs ou les omissions, calculées selon l'équation ci-dessous, représentent 5% ou plus des émissions totales de l'établissement visé au premier alinéa de l'article 6.1 ou à l'article 6.1.1 ou de l'entreprise visée au deuxième ou au troisième alinéa de l'article 6.1 ou correspondent à des émissions égales ou supérieures à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂:

$$PE = \left(\frac{SEO}{ETD} \times 100 \right)$$

Où:

PE = Pourcentage d'erreur;

SEO = Somme des émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO₂ calculées erronément ou omises, en tonnes métriques;

ETD = Émissions totales de gaz à effet de serre déclarées initialement et visées au paragraphe 2.3 du premier alinéa de l'article 6.2 ou, dans le cas des émissions déclarées selon les protocoles QC.17 ou QC.30 de l'annexe A.2, celles visées au paragraphe 2.1 ou 2.2 de cet alinéa, selon le cas, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

2° lorsque les erreurs ou omissions de la quantité totale annuelle d'unités étalons déclarée conformément au sous-paragraphe *a* du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2, calculées selon l'équation ci-dessous, représentent 0,1% ou plus:

$$PE = \left(\frac{UEEO}{UED} \times 100 \right)$$

Où:

PE = Pourcentage d'erreur;

UEEO = Quantité d'unités étalon calculées erronément ou omises, selon l'unité étalon utilisée;

UED = Quantité d'unités étalon déclarées initialement, selon l'unité étalon utilisée.

Lorsque les erreurs ou les omissions calculées conformément aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa sont inférieures au seuil d'importance relative prévu par ces paragraphes, l'émetteur doit fournir une attestation à cet effet.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2012-12-11, a. 12; A.M. 2013-12-11, a. 7; A.M. 2017-12-18, a. 5; A.M. 2020-12-01, a. 6.

6.8. La vérification de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre initiale doit:

1° être effectuée conformément à la norme ISO 14064-3 et selon des procédures permettant un niveau d'assurance raisonnable au sens de cette norme;

2° comporter, sur une période de 3 années consécutives, au moins une visite de chaque établissement visé au premier alinéa de l'article 6.1 ou à l'article 6.1.1 ou de l'entreprise visée au deuxième et au troisième alinéa de l'article 6.1 faisant l'objet de la déclaration par le vérificateur désigné par l'organisme de vérification;

3° être effectuée en utilisant les seuils d'importance relative prévus aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa de l'article 6.7.

Malgré le paragraphe 2 du premier alinéa, une visite doit être effectuée au cours d'une année dans les cas suivants:

a) il s'agit de la première vérification effectuée par l'organisme de vérification pour cet établissement ou cette entreprise;

b) l'organisme de vérification n'a pas effectué la vérification de la déclaration de cet établissement ou de cette entreprise depuis au moins 3 années;

c) la précédente vérification a mené à une conclusion négative quant à l'exactitude et la fiabilité de la déclaration;

d) il y a eu un changement d'exploitant de l'établissement ou de l'entreprise depuis la précédente vérification;

e) il y a eu des changements dans les sources d'émission ou les types d'unité étalon depuis la précédente vérification;

f) le vérificateur désigné par l'organisme de vérification est d'avis qu'il est nécessaire d'effectuer une visite;

g) la vérification est effectuée dans le cadre de la fermeture définitive de l'établissement ou de la dissolution de l'entreprise, en vertu du septième alinéa de l'article 6.1 ou du troisième alinéa de l'article 6.1.1.

Dans le cas d'un émetteur effectuant le transport ou la distribution d'électricité ou de gaz naturel, l'exploration ou l'exploitation de pétrole ou de gaz naturel ou la distribution de carburants et de combustibles, une visite doit permettre un échantillonnage représentatif de ses installations.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2011-12-16, a. 8; A.M. 2012-12-11, a. 13; A.M. 2013-12-11, a. 8; A.M. 2014-12-16, a. 5; A.M. 2017-12-18, a. 6; A.M. 2020-12-01, a. 7; A.M. 2022-12-16, a. 5.

6.9. Outre les renseignements prescrits par les normes ISO 14064-3 et ISO 14065, le rapport de vérification doit comprendre les renseignements suivants:

1° le nom et les coordonnées de l'organisme de vérification et de son représentant ainsi que du vérificateur en chef, de la personne chargée de la revue interne du processus de vérification et des autres membres de l'équipe de vérification désignés par l'organisme pour effectuer la vérification;

2° le nom et les coordonnées du membre de l'International Accreditation Forum par lequel l'organisme de vérification a été accrédité pour la vérification ainsi que la date de son accréditation;

3° les dates de la période au cours de laquelle la vérification a été effectuée;

3.1° le cas échéant, la date de toute visite de l'entreprise, de l'installation ou de l'établissement et, si la visite est effectuée en vertu du deuxième alinéa de l'article 6.8, le cas la justifiant;

4° une description de toute erreur ou omission constatée dans la déclaration d'émissions ou relative aux données, renseignements ou méthodes utilisés;

4.1° l'état d'avancement des actions mises en oeuvre afin de corriger les erreurs ou les omissions constatées lors des vérifications précédentes et qui n'ont pas été corrigées;

5° (*paragraphe abrogé*);

6° le cas échéant, les corrections apportées à la déclaration d'émissions suite à la vérification;

7° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1, en tonnes métriques, en excluant les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement, les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6 et les émissions déclarées selon les protocoles QC.17 et QC.30 de l'annexe A.2;

7.0.1° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement pour chaque type d'émissions, soit:

- i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;
- ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
- iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.0.2° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre visés à l'annexe A.1 reçues en transfert d'un autre établissement pour chaque type d'émissions, soit:

- i. les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes, en tonnes métriques;
- ii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
- iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7.1° la quantité totale d'unités étalons relatives aux activités de l'émetteur pour l'année de déclaration;

7.2° pour chaque unité étalon, la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, en 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;

7.3° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation des carburants et des combustibles distribués pour consommation au Québec, en tonnes métriques en équivalent CO₂, calculées conformément au paragraphe 1 du premier alinéa de la partie QC.30.2 du protocole QC.30 de l'annexe A.2;

7.4° la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'acquisition par l'émetteur d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, ainsi que la quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'exportation d'électricité, en tonnes métriques en équivalent CO₂, calculées conformément au protocole QC.17 de l'annexe A.2;

7.5° dans le cas où le vérificateur constate qu'une portion de la quantité déclarée d'émissions de gaz à effet de serre ou d'unités étalons n'a pas été déterminée conformément au présent règlement et que l'erreur se rapportant à ces émissions ou à ces unités est égale ou supérieure au seuil d'importance relative calculé conformément au premier alinéa de l'article 6.7, une estimation de l'incertitude absolue et de l'incertitude relative afférentes à ces émissions ou de ces unités effectuée de la manière suivante:

Incertitude absolue = | Quantité déclarée non conforme - Quantité documentée |

Incertitude relative = (Incertitude absolue ÷ Quantité totale déclarée) × 100%

Où:

Quantité déclarée non conforme = Portion de la quantité déclarée d'émissions de gaz à effet de serre ou d'unités étalons déterminée comme non conforme par le vérificateur;

Quantité documentée = Portion de la quantité déclarée non conforme qui est réévaluée par le vérificateur à l'aide de factures, de registres d'exploitation, d'instruments de mesure ou des données afférentes au procédé;

Quantité totale déclarée = Quantité totale d'émissions de gaz à effet de serre déclarée et visée au paragraphe 7, 7.3 ou 7.4 ou quantité totale d'unités étalons déclarée et visée au paragraphe 7.1;

8° les conclusions de la vérification, notamment quant à l'exactitude et la fiabilité de la déclaration d'émissions;

9° une déclaration de conflits d'intérêts incluant les éléments suivants:

a) le nom, les coordonnées et les secteur et sous-secteur d'activité liés à la portée d'accréditation de l'organisme de vérification ainsi que le nom et les coordonnées du vérificateur en chef, de la personne chargée de la revue interne du processus de vérification et des autres membres de l'équipe de vérification désignés par l'organisme pour effectuer la vérification;

b) une copie de l'organigramme de l'organisme de vérification ainsi que les noms et les coordonnées des sous-traitants ayant participé à la vérification;

c) une attestation signée par le représentant de l'organisme de vérification à l'effet que les exigences de l'article 6.10 sont satisfaites et que le risque de conflit d'intérêts est acceptable;

1° une confirmation écrite de la part du vérificateur que la calibration des équipements servant à mesurer les paramètres requis pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre soumises à la vérification ou de la quantité d'unités étalons, suivant les exigences prévues au deuxième alinéa de l'article 7.1, a été vérifiée.

A.M. 2010-12-06, a. 8; A.M. 2012-09-05, a. 6; A.M. 2012-12-11, a. 14; A.M. 2013-12-11, a. 9; A.M. 2014-12-16, a. 6; A.M. 2015-12-14, a. 3; A.M. 2016-12-21, a. 6; A.M. 2020-12-01, a. 8; A.M. 2022-12-16, a. 6; A.M. 2023-1009, a. 6.

6.10. Outre les exigences prescrites par les normes ISO 14064-3 et ISO 14065 concernant les conflits d'intérêts, l'émetteur doit s'assurer qu'il n'existe aucune des situations décrites ci-dessous entre lui-même, ses dirigeants, l'organisme de vérification et les membres de l'équipe de vérification:

1° au cours des 3 années précédant l'année de déclaration, l'un des membres de l'équipe de vérification a été à l'emploi de l'émetteur;

2° l'un des membres de l'équipe de vérification ou une personne de la famille immédiate de l'un de ces membres a des intérêts personnels avec l'émetteur ou l'un de ses dirigeants;

3° au cours des 3 années précédant l'année de déclaration, l'un des membres de l'équipe de vérification ou l'un des sous-traitants ayant participé à la vérification a fourni à l'émetteur l'un des services suivants:

a) la conception, le développement, la mise en oeuvre ou la maintenance d'un inventaire de données ou d'un système de gestion des données sur les émissions de gaz à effet de serre d'une entreprise, d'un établissement ou d'une installation de l'émetteur ou, le cas échéant, sur des données de transaction d'électricité, de combustibles ou de carburants;

b) le développement des facteurs d'émissions de gaz à effet de serre, y compris l'élaboration ou le développement d'autres données utilisées aux fins de la quantification ou de la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre et requises en vertu du présent règlement;

c) la consultation liée aux réductions des émissions de gaz à effet de serre, notamment la conception de projet d'efficacité énergétique, d'énergie renouvelable et l'évaluation des actifs reliés aux sources de gaz à effet de serre;

d) la préparation de manuels, de guides ou de procédures liés à la déclaration des émissions de gaz à effets de serre de l'émetteur;

e) la consultation en lien avec un marché de droits d'émission de gaz à effet de serre, notamment:

i. le courtage, avec ou sans enregistrement, en agissant comme promoteur ou souscripteur pour le compte de l'émetteur;

ii. le conseil concernant l'adéquation d'une transaction liée aux émissions de gaz à effet de serre;

iii. la détention, l'achat, la vente, la négociation ou le retrait de droits d'émission visé au deuxième alinéa de l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2);

f) la consultation en gestion de santé et sécurité et en gestion de l'environnement, y compris la consultation menant à la certification à ISO 14001;

g) un service conseil d'actuariat, la tenue de livres ou tout autre service conseil lié aux documents comptables ou aux états financiers;

h) un service lié aux systèmes de gestion de données de procédé visé par le processus de vérification des émissions de gaz à effet de serre;

i) l'audit interne lié aux émissions de gaz à effet de serre;

j) un service rendu dans le cadre d'un litige ou d'une enquête concernant les émissions de gaz à effet de serre;

k) la consultation pour un projet de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, incluant un projet de crédits compensatoires effectué conformément au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1);

4° la personne de l'organisme de vérification chargée de faire une revue interne du processus de vérification, selon les exigences des normes ISO 14065 et ISO 14064-3, a déjà fourni à l'émetteur un service de vérification ou d'autres services visés au paragraphe 3 pour l'année de déclaration ou l'année en cours.

L'existence de l'une des situations décrites au premier alinéa est considérée comme un conflit d'intérêts invalidant le rapport de vérification.

Pour l'application du présent article, est une personne de la famille immédiate d'un membre de l'équipe de vérification son conjoint, son enfant et l'enfant de son conjoint, sa mère et son père, le conjoint de sa mère ou de son père ainsi que le conjoint de son enfant ou de l'enfant de son conjoint.

A.M. 2012-12-11, a. 15; A.M. 2017-12-18, a. 7.

6.11. Le ministre peut déterminer la quantité d'émissions de gaz à effet de serre d'un émetteur visé aux articles 2 ou 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) qui ne les a pas déclarées dans le délai imparti ou dont la déclaration ne peut être vérifiée de façon satisfaisante. Il doit pour ce faire tenir compte, le cas échéant, des éléments suivants:

1° les méthodes de calcul prévues au présent règlement en application de l'article 6.3;

2° le nombre d'heures pendant lesquelles l'établissement ou l'installation émet des gaz à effet de serre;

3° les déclarations antérieures de l'émetteur concerné ainsi que les rapports de vérification qui y sont liés;

4° la quantité de matière, en masse ou en volume, que l'équipement de l'établissement ou de l'installation est capable de traiter ou de produire en un temps donné.

Le vérificateur de l'entreprise, de l'établissement ou de l'installation ainsi que l'émetteur concerné doivent, sur demande du ministre, lui fournir toute l'information lui permettant de déterminer la quantité d'émissions de gaz à effet de serre de cet émetteur.

A.M. 2017-12-18, a. 8.

SECTION II.2

CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS ET DES DONNÉES

A.M. 2010-12-06, a. 8.

7. Les personnes ou municipalités auxquelles s'appliquent les dispositions du présent règlement doivent conserver les renseignements exigés, ainsi que les calculs, les évaluations, les mesures et autres données sur lesquels les données d'émission sont basées ainsi que tout autre document visé par le présent règlement pendant une période minimale de 7 ans à compter de la date de leur production et doivent les fournir au ministre sur demande.

A.M. 2007-09-26, a. 7; A.M. 2010-12-06, a. 9; A.M. 2012-12-11, a. 16; A.M. 2019-12-05, a. 2.

7.1. Tout dispositif, système ou autre équipement requis en vertu du présent règlement doit être maintenu en bon état de fonctionnement et fonctionner de façon optimale pendant les heures d'exploitation.

De plus, à moins d'indication contraire dans l'un des protocoles prévu à l'annexe A.2, les équipements d'un émetteur visé à l'article 6.6 servant à mesurer les paramètres requis pour le calcul des émissions de gaz à effet de serre soumises à la vérification ou le calcul de la quantité d'unités étalons doivent être calibrés selon les indications du fabricant de l'équipement de façon à maintenir une précision de plus ou moins 5%.

Dans le cas où l'émetteur n'est pas en mesure d'obtenir les indications de calibration du fabricant, il doit établir et utiliser une procédure permettant de maintenir une précision de l'équipement de plus ou moins 5%. Cette procédure doit avoir été attestée par un ingénieur.

A.M. 2010-12-06, a. 10; A.M. 2012-09-05, a. 7; A.M. 2013-12-11, a. 10; A.M. 2019-12-05, a. 3.

SECTION III

SANCTIONS ADMINISTRATIVES PÉCUNIAIRES

A.M. 2007-09-26, sec. III; A.M. 2012-12-11, a. 17.

8. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant de 250 \$ dans le cas d'une personne physique ou de 1 000 \$ dans les autres cas peut être imposée à quiconque:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° fait défaut de conserver tous renseignements, documents, calculs, évaluations, mesures ou données durant le délai prévu à l'article 7;

3° en contravention avec le présent règlement, refuse ou néglige de donner tout autre avis, de fournir toute autre information, étude, recherche ou expertise, tout renseignement, rapport, bilan, plan ou autre document, ou ne respecte pas les délais fixés pour leur production, dans les cas où aucune sanction administrative pécuniaire n'est autrement prévue.

A.M. 2007-09-26, a. 8; L.Q. 2011, c. 20, a. 56; A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2014-12-16, a. 7; A.M. 2019-12-05, a. 4.

9. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant de 350 \$ dans le cas d'une personne physique ou de 1 500 \$ dans les autres cas peut être imposée à quiconque fait défaut de transmettre, selon les conditions prévues, une information, un renseignement, un avis, une attestation ou une déclaration, tel que prescrit par l'un ou l'autre des articles 4, 5, 5.1 ou 5.2, par le quatrième alinéa de l'article 6 ou par l'article 6.1, 6.1.1, 6.1.2, 6.2, 6.4 ou 6.5.

A.M. 2007-09-26, a. 9; A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2014-12-16, a. 8; A.M. 2020-12-01, a. 9; A.M. 2023-10-09, a. 7.

9.1. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant de 500 \$ dans le cas d'une personne physique ou de 2 500 \$ dans les autres cas peut être imposée à quiconque fait défaut:

1° de fonder sur les meilleures données et la meilleure information disponible tout renseignement communiqué, conformément au premier ou deuxième alinéa de l'article 6;

2° de calculer les quantités d'émissions de gaz à effet de serre déclarées selon l'une des méthodes prescrites par l'article 6.3;

3° de faire effectuer la vérification visée à l'article 6.8 conformément aux normes prescrites par cet article ou de joindre au rapport de vérification les renseignements prescrits par l'article 6.9.

A.M. 2012-12-11, a. 17.

9.2. Une sanction administrative pécuniaire d'un montant de 750 \$ dans le cas d'une personne physique ou de 3 500 \$ dans les autres cas peut être imposée à quiconque fait défaut:

1° de transmettre au ministre, dans le délai prévu, le rapport de vérification visé par l'article 6.6, 6.6.1 ou 6.7, conformément à ces articles;

2° de s'assurer qu'il n'existe aucune des situations décrites à l'article 6.10, conformément à cet article;

3° de maintenir en bon état de fonctionnement ou de s'assurer que fonctionne de façon optimale pendant les heures d'exploitation tout dispositif, système ou équipement visé par l'article 7.1;

4° d'effectuer la calibration des équipements conformément au deuxième alinéa de l'article 7.1 ou d'établir et d'utiliser une procédure permettant de maintenir une précision de ces équipements conformément au troisième alinéa de cet article.

A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2019-12-05, a. 5.

SECTION III.1

SANCTIONS PÉNALES

A.M. 2012-12-11, a. 17.

9.3. Quiconque contrevient à l'article 7 commet une infraction et est passible d'une amende:

1° dans le cas d'une personne physique, de 1 000 \$ à 100 000 \$;

2° dans les autres cas, de 3 000 \$ à 600 000 \$.

Commet également une infraction et est passible des mêmes amendes quiconque, en contravention avec le présent règlement, refuse ou néglige de donner tout autre avis, de fournir tout autre information, étude, recherche ou expertise, tout renseignement, rapport, bilan, plan ou autre document, ou ne respecte pas les délais fixés pour leur production, dans les cas où aucune autre amende n'est autrement prévue.

A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2014-12-16, a. 9.

9.4. Quiconque contrevient à l'article 4, 5, 5.1 ou 5.2, au quatrième alinéa de l'article 6 ou à l'article 6.1, 6.1.1, 6.1.2, 6.2, 6.4 ou 6.5 commet une infraction et est passible:

1° dans le cas d'une personne physique, d'une amende de 2 000 \$ à 100 000 \$;

2° dans les autres cas, d'une amende de 6 000 \$ à 600 000 \$.

A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2014-12-16, a. 10; A.M. 2020-12-01, a. 10; A.M. 2023-1009, a. 8.

9.5. Quiconque contrevient au premier ou deuxième alinéa de l'article 6 ou à l'article 6.3, 6.8 ou 6.9 commet une infraction et est passible:

1° dans le cas d'une personne physique, d'une amende de 2 500 \$ à 250 000 \$;

2° dans les autres cas, d'une amende de 7 500 \$ à 1 500 000 \$.

A.M. 2012-12-11, a. 17.

9.6. Quiconque contrevient à l'article 6.6, 6.6.1, 6.7, 6.10 ou 7.1 commet une infraction et est passible:

1° dans le cas d'une personne physique, d'une amende de 4 000 \$ à 250 000 \$;

2° dans les autres cas, d'une amende de 12 000 \$ à 1 500 000 \$.

A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2019-12-05, a. 6.

9.7. *(Abrogé).*

A.M. 2012-12-11, a. 17; A.M. 2022-12-16, a. 7.

SECTION IV

DISPOSITIONS DIVERSES

10. À compter de la date où un contaminant mentionné à la Partie I de l'annexe A fait l'objet d'un avis public donné en application de l'article 46 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (L.C. 1999, c. 33), ce contaminant devient régi par les dispositions de l'article 5 du présent règlement. Le seuil de déclaration applicable pour ce contaminant est alors celui prévu dans cet avis public.

A.M. 2007-09-26, a. 10.

11. *(Omis).*

A.M. 2007-09-26, a. 11.

ANNEXE A

(a. 1, 4, 5, 10)

Partie I

Types	Contaminants		Seuil de déclaration
	Identification	CAS ⁽¹⁾	
Contaminants à l'origine de la pollution toxique	Fluorures totaux (Ft)		10 tonnes
	Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)		50 kg annuellement pour l'ensemble des contaminants de la catégorie des HAP
	Fluorène	86-73-7	
	Phénanthrène	85-01-8	
	Anthracène	120-12-7	
	Pyrène	129-00-0	
	Fluoranthène	206-44-0	
	Chrysène	218-01-09	
	Benzo (a) anthracène	56-55-3	
	Benzo (a) pyrène	50-32-8	
	Benzo (e) pyrène	192-97-2	
	Benzo (b) fluoranthène	205-99-2	
	Benzo (j) fluoranthène	205-82-3	
	Benzo (k) fluoranthène	207-08-09	
	Benzo (g, h, i) pérylène	191-24-2	
Indeno (1, 2, 3, -cd) pyrène	193-39-5		
Dibenzo (a, h) anthracène	53-70-3		

Partie II

Types	Contaminants		Seuil de déclaration ⁽²⁾
	Identification	CAS ⁽¹⁾	
Contaminants à l'origine des pluies acides et du smog	Dioxyde de soufre	7446-09-05	
	Oxydes d'azote	11104-93-1	
	Composés organiques volatils		
	Monoxyde de carbone	630-08-0	
	Particules totales		
	PM10		
	PM2.5		

	Ammoniac	7664-41-7	
Contaminants à l'origine de la pollution toxique	Mercure et ses composés		
	Plomb et ses composés		
	Cadmium et ses composés		
	Dioxines		
	Furanes		
	Benzène	71-43-2	
	Hexachlorobenzène	118-74-1	
	Formaldéhyde	50-00-0	
	Arsenic et ses composés		
	Chrome hexavalent et ses composés		
	Soufre réduit total ³		

¹ Les numéros inscrits au regard des contaminants mentionnés à la présente annexe correspondent au Code d'identification attribué par la division Chemical Abstract Services de l'American Chemical Society.

² Le seuil de déclaration applicable pour un contaminant de la Partie II de la présente annexe est celui prévu pour ce contaminant dans l'avis public donné par le ministre de l'Environnement du Canada en application de l'article 46 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) (L.C. 1999, c. 33).

³ Exprimé sous forme de sulfure d'hydrogène.

A.M. 2007-09-26, Ann. A; A.M. 2010-12-06, a. 11; A.M. 2011-12-16, a. 9 et 10; A.M. 2012-12-11, a. 18; A.M. 2013-12-11, a. 11; A.M. 2019-12-05, a. 7.

ANNEXE A.1

(a. 1, 6.1 et 6.2)

Gaz à effet de serre et potentiel de réchauffement planétaire

Gaz à effet de serre - Identification	CAS(1)	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	124-38-9	1
Méthane (CH ₄)	74-82-8	25
Oxyde nitreux (N ₂ O)	10024-97-2	298
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	2551-62-4	22 800
Hydrofluorocarbures (HFC)		
HFC-23 (CHF ₃)	75-46-7	14 800
HFC-32 (CH ₂ F ₂)	75-10-5	675
HFC-41 (CH ₃ F)	593-53-3	92
HFC-43-10mee (C ₅ H ₂ F ₁₀)	138495-42-8	1 640
HFC-125 (C ₂ HF ₅)	354-33-6	3 500
HFC-134 (C ₂ H ₂ F ₄)	359-35-3	1 100
HFC-134a (C ₂ H ₂ F ₄)	811-97-2	1 430
HFC-143 (C ₂ H ₃ F ₃)	430-66-0	353
HFC-143a (C ₂ H ₃ F ₃)	420-46-2	4 470
HFC-152 (C ₂ H ₄ F ₂)	624-72-6	53
HFC-152a (C ₂ H ₄ F ₂)	75-37-6	124
HFC-161 (C ₂ H ₅ F)	353-36-6	12
HFC-227ea (C ₃ HF ₇)	431-89-0	3 220
HFC-236cb (C ₃ H ₂ F ₆)	677-56-5	1 340
HFC-236ea (C ₃ H ₂ F ₆)	431-63-0	1 370
HFC-236fa (C ₃ H ₂ F ₆)	690-39-1	9 810
HFC-245ca (C ₃ H ₃ F ₅)	679-86-7	693
HFC-245fa (C ₃ H ₃ F ₅)	460-73-1	1 030
HFC-365mfc (C ₄ H ₅ F ₅)	406-58-6	794
Perfluorocarbures (PFC)		
Perfluorométhane (CF ₄)	75-73-0	7 390
Perfluoroéthane (C ₂ F ₆)	76-16-4	12 200

Perfluoropropane (C ₃ F ₈)	76-19-7	8 830
Perfluorobutane (C ₄ F ₁₀)	355-25-9	8 860
Perfluorocyclobutane (c-C ₄ F ₈)	115-25-3	10 300
Perfluoropentane (C ₅ F ₁₂)	678-26-2	9 160
Perfluorohexane (C ₆ F ₁₄)	355-42-0	9 300
Perfluorodecalin (C ₁₀ F ₁₈)	306-94-5	7 500
Perfluorocyclopropane (c-C ₃ F ₆)	931-91-9	17 340
Trifluorure d'azote (NF ₃)	7783-54-2	17 200

(1) Les numéros inscrits au regard des contaminants mentionnés à la présente annexe correspondent au Code d'identification attribué par la division Chemical Abstract Services de l'American Chemical Society.

A.M. 2010-12-06, a. 12; A.M. 2011-12-16, a. 11; A.M. 2012-12-11, a. 19; A.M. 2020-12-01, a. 11.

ANNEXE A.2

(a. 1, 6.1 et 6.3)

Renseignements à communiquer et méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre à utiliser selon le type d'entreprise, d'installation ou d'établissement exploité, selon le type d'activité exercée ou selon le type de procédé ou d'équipement utilisé

PROTOCOLES

QC.1. COMBUSTION AU MOYEN D'ÉQUIPEMENTS FIXES

QC.1.1. Sources visées

Les sources visées sont les équipements fixes de combustion, soit les chaudières, les turbines à combustion, les moteurs, les incinérateurs, les appareils de production de chaleur industrielle, les équipements d'épuration des gaz acides, les équipements portables, de même que tout autre équipement fixe de combustion pour lequel la présente annexe ne prévoit pas d'exigences particulières.

Ne sont toutefois pas visés les génératrices de secours et les autres équipements utilisés en cas d'urgence.

QC.1.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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:

- a) les émissions de CO₂ par type de combustible;
- b) les émissions de CH₄, par type de combustible;
- c) les émissions de N₂O, par type de combustible;

1.1° dans le cas des émetteurs visés par l'article 6.6, pour chaque unité étalon, les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à chaque type de combustible, en excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de la biomasse, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

2° la consommation annuelle de chaque type de combustible, soit:

- a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
- b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- d) en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

3° lorsque la teneur en carbone est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque type de combustible;

3.1° lorsque la masse moléculaire est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, la masse moléculaire moyenne annuelle de chaque type de combustible;

4° lorsque le pouvoir calorifique supérieur est utilisé pour calculer les émissions de CO₂, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel de chaque type de combustible, soit:

- a) en gigajoules par tonne métrique sèche lorsque la quantité est exprimée en masse;
- b) en gigajoules par millier de mètres cubes lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- c) en gigajoules par kilolitre lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- d) en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

5° dans le cas d'équipements fixes de combustion qui brûlent des biocombustibles ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, la production annuelle de vapeur en tonnes métriques lorsqu'elle est utilisée pour le calcul des émissions;

6° dans le cas d'équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, la quantité annuelle d'absorbant utilisée, en tonnes métriques;

7° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, en tonnes métriques;

8° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.1.6 ont été utilisées.

QC.1.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon l'une des 5 méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.5. Cependant, dans le cas de l'émetteur qui utilise des équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, les émissions de CO₂ attribuables à ces équipements doivent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.6.

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.

QC.1.3.1. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO₂ par défaut du combustible, le pouvoir calorifique supérieur par défaut et la consommation annuelle

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées selon les équations 1-1 ou 1-1.1 dans les cas suivants:

1° dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6 qui utilise tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2;

2° dans le cas d'un émetteur visé à l'article 6.6 qui utilise:

a) du gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 GJ par millier de mètres cubes mais inférieur ou égal à 40,98 GJ par millier de mètres cubes, 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 1 000 heures au cours d'au moins une des 3 années précédentes;

b) un combustible visé au tableau 1-2;

c) des matières résiduelles collectées par une municipalité lorsqu'il n'y a pas de production de vapeur;

d) un biocombustible visé au tableau 1-3 sauf s'il est visé par un autre protocole prévu à la présente annexe.

Cependant, cette méthode ne peut pas être utilisée par 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.

Équation 1-1

$$CO_2 = \text{Combustible} \times PCS \times FE \times 0,001$$

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:

- en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible indiqué aux tableaux 1-1 et 1-2, soit:

- en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FE = Facteur d'émission de CO_2 du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

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

Équation 1-1.1

$$CO_2 = \text{Combustible} \times FEG$$

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:

- en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FEG = Facteur d'émission global de CO₂ du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-4 ou 1-5, soit:

- en kilogrammes de CO₂ par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en kilogrammes de CO₂ par mètre cube aux conditions de référence dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilogrammes de CO₂ par litre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en kilogrammes de CO₂ par kilogramme tel que collecté dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité.

QC.1.3.2. Méthode de calcul utilisant le facteur d'émission de CO₂ par défaut du combustible et le pouvoir calorifique supérieur indiqué par le fournisseur du combustible ou celui déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes peuvent être calculées:

1° dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6 qui utilise:

- a) tout type de combustible, autre que des matières résiduelles collectées par une municipalité, pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, selon l'équation 1-2;
- b) des matières résiduelles collectées par une municipalité ainsi que tout biocombustible solide visé au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 lorsque la combustion de ces combustibles produit de la vapeur, selon l'équation 1-3;

2° dans le cas d'un émetteur visé à l'article 6.6 qui utilise du gaz naturel ou du biométhane dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 GJ par millier de mètres cubes mais inférieur ou égal à 40,98 GJ par millier de mètres cubes ou qui utilise un combustible visé au tableau 1-2 ou un biocombustible, selon l'équation 1-2.

Équation 1-2

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times PCS_i \times FE \times 0,001$$

Où:

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

n = Nombre de mesures de pouvoir calorifique supérieur requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

Combustible _{i} = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

PCS _{i} = Pouvoir calorifique supérieur du combustible pendant la période de mesure i , soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

FE = Facteur d'émission de CO_2 du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

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

Équation 1-3

$$CO_2 = Vapeur \times C \times FE \times 0,001$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de biocombustible solide ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion du biocombustible solide ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CO_2 des biocombustibles solides ou des matières résiduelles collectées par une municipalité indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-6 ou un facteur spécifique à l'établissement déterminé conformément à QC.1.5.3, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

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

QC.1.3.3. Méthode de calcul utilisant la quantité de combustibles brûlés et la teneur en carbone indiquée par le fournisseur du combustible ou celle mesurée par l'émetteur

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° dans le cas de combustibles dont la quantité est exprimée en masse autres que des matières résiduelles collectées par une municipalité, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-4 et dans le cas de la combustion de biocombustibles dont la quantité est exprimée en masse produisant de la vapeur, l'équation 1-4 ou 1-5:

Équation 1-4

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n Combustible_i \times TC_i \times 3,664$$

Où:

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

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

Combustible _{i} = Masse sèche du combustible solide brûlé dans la période de mesure i , en tonnes métriques;

TC _{i} = Teneur en carbone moyenne du combustible dont la quantité est exprimée en masse, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure i et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

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

2° dans le cas de la combustion de matières résiduelles collectées par une municipalité produisant de la vapeur, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-5:

Équation 1-5

$$CO_2 = Vapeur \times C \times FE \times 0,001$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de biocombustible solide ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion du biocombustible solide ou des matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CO_2 des biocombustibles solides ou des matières résiduelles collectées par une municipalité indiqué par le fournisseur du combustible, établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en kilogrammes de CO_2 par gigajoule;

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

3° dans le cas de combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-6:

Équation 1-6

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times TC_i \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible dont la quantité est exprimée en volume de liquide, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

$Combustible_i$ = Volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , en kilolitres;

TC_i = Teneur en carbone moyenne du combustible liquide, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure i et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en tonnes métriques de carbone par kilolitre de combustible;

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

4° dans le cas de combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz, l'émetteur doit utiliser l'équation 1-7:

Équation 1-7

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n Combustible_i \times TC_i \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 1$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de chaque type de combustible dont la quantité est exprimée en volume de gaz, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone et de masse moléculaire requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

Combustible _{i} = Volume du combustible gazeux brûlé pendant la période de mesure i , en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

TC _{i} = Teneur en carbone moyenne du combustible gazeux, d'après les résultats d'analyse du combustible pour la période de mesure i et indiquée par le fournisseur du combustible ou mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5.5, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

MM = Masse moléculaire du combustible gazeux, établie conformément à QC.1.5.5 d'après les résultats d'analyse du combustible, en kilogrammes par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit en kilogrammes par unité de temps, remplacer

$\frac{MM}{CVM}$ 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 CO_2 par rapport au carbone;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

5° dans le cas d'un mélange de combustibles, l'émetteur peut utiliser les équations 1-4 à 1-6, en utilisant la teneur en carbone moyenne du mélange de combustibles mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5, mais il doit déclarer les émissions annuelles de CO_2 par type de combustible conformément à QC.1.2.

QC.1.3.4. Méthode de calcul utilisant les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion de tout type de combustible utilisé dans des équipements fixes de combustion peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions comportant un débitmètre volumétrique des gaz et un dispositif de mesure de la concentration de CO_2 , conformément au protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou encore conformément, dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6, aux spécifications du fabricant.

Un dispositif de mesure de la concentration d'oxygène peut toutefois être utilisé au lieu d'un dispositif de mesure de la concentration de CO_2 si les conditions suivantes sont satisfaites:

1° le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions a été installé avant le 1^{er} janvier 2012;

2° l'effluent gazeux ne contient que des produits de combustion;

3° seuls les combustibles suivants, non dérivés de matières résiduelles, sont brûlés: le charbon, le coke de pétrole, le mazout léger ou lourd, le gaz naturel, le propane, le butane et les déchets ligneux.

Lorsqu'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé à l'égard d'un équipement fixe de combustion, les émissions de CO₂ de tous les combustibles qui y sont brûlés doivent être calculées à l'aide des données obtenues par ce système.

L'utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions doit tenir compte des particularités de chaque type de combustible utilisé et satisfaire aux exigences suivantes:

1° dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles fossiles ou des biocombustibles, l'émetteur doit:

a) utiliser les concentrations de CO₂ ou, le cas échéant, d'oxygène et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO₂;

b) déclarer les émissions annuelles de CO₂, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO₂ sur une année;

c) dans le cas où l'émetteur brûle dans ses équipements des biocombustibles et qu'il utilise les concentrations d'oxygène dans le calcul des concentrations de CO₂, démontrer que les concentrations de CO₂ calculées correspondent aux concentrations de CO₂ mesurées suite à la vérification de l'exactitude relative conformément au protocole SPE 1/ PG/7;

2° dans le cas d'équipements qui brûlent des combustibles dérivés de matières résiduelles ainsi que ceux qui brûlent à la fois des combustibles fossiles et des biocombustibles ou des combustibles dérivés de matières résiduelles partiellement composés de biomasse, l'émetteur doit:

a) utiliser les concentrations de CO₂ et les mesures du débit des gaz de combustion pour déterminer les émissions horaires de CO₂;

b) déclarer les émissions annuelles de CO₂, en tonnes métriques, en faisant la somme des mesures horaires d'émissions de CO₂ sur une année;

c) déterminer séparément les émissions totales de CO₂ attribuables à la combustion de la portion de biomasse contenue dans le combustible selon les méthodes prévues à QC.1.3.5;

3° lorsque l'installation ou l'établissement est muni d'un système de mesure en continu des émissions de CO₂ et que l'émetteur doit, conformément au présent règlement, déclarer les émissions par type, c'est-à-dire celles attribuables à la combustion, aux procédés fixes ou autres, il doit pour chaque type d'émission:

a) estimer les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion ainsi que les émissions autres à l'aide des facteurs d'émissions indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur publié par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le National Council for Air and Stream Improvement (NCASI) ou le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD);

b) déterminer les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables aux procédés fixes en soustrayant de la donnée mesurée par le système de mesure en continu des émissions de CO₂ les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la combustion et les émissions autres estimées conformément au sous-paragraphe a.

QC.1.3.5. Méthode de calcul des émissions de CO₂ attribuables à la portion de biomasse contenue dans un combustible ou un mélange de combustibles

L'émetteur qui utilise des équipements fixes de combustion qui brûlent des combustibles ou des mélanges de combustibles contenant de la biomasse doit calculer les émissions de CO₂ de la portion de biomasse de la manière suivante:

1° lorsque la portion de biomasse est connue et que le mélange ne contient pas de combustibles dérivés de matières résiduelles partiellement composés de biomasse, l'émetteur qui, selon le cas:

a) n'utilise pas un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions pour mesurer la concentration de CO₂, doit utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour calculer les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse;

b) utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions pour mesurer la concentration de CO₂, doit utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3 pour calculer les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles, ces émissions étant soustraites des émissions totales pour déterminer les émissions attribuables à la combustion de la biomasse;

2° lorsque la portion de biomasse n'est pas connue ou si aucun facteur d'émission n'est indiqué au tableau 1-2 prévu à QC.1.7, l'émetteur doit, sauf pour les combustibles qui contiennent moins de 5% en masse de biomasse ou pour les combustibles dérivés de matières résiduelles qui constituent moins de 30% en masse des combustibles brûlés au cours de l'année:

a) utiliser les équations applicables prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.4 pour calculer les émissions totales de CO₂;

b) déterminer la portion de biomasse des combustibles conformément à la plus récente version de la norme ASTM D6866, intitulée «Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

c) effectuer au moins tous les 3 mois une analyse d'échantillon représentatif du combustible ou des gaz de combustion conformément à la plus récente version de la norme ASTM D6866 ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5, cette analyse devant être effectuée au niveau du flux gazeux lorsque des combustibles dérivés de matières résiduelles sont brûlés;

c.1) lorsque l'échantillonnage est effectué sur le flux gazeux, recueillir également des échantillons de gaz de combustion sur une période d'au moins 24 heures consécutives conformément à la plus récente version de la norme ASTM D7459, intitulée «Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

d) répartir les émissions totales de CO₂ en émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biocombustibles et en émissions de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles autres que la biomasse en suivant les proportions moyennes des échantillons analysés au cours de l'année;

e) effectuer ses mesures à l'équipement fixe de combustion de son choix si les différents équipements ont la même source de combustible, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D6866 ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° lorsque l'équation 1-1, 1-1.1, 1-2 ou 1-4 est utilisée pour calculer les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de biocombustibles solides, l'équation 1-8 peut être utilisée pour quantifier la consommation de biocombustibles solides:

Équation 1-8

$$Biocombustible_i = \frac{[H_i \times Vapeur_i] - E_i}{Eff \times PCS}$$

Où:

Biocombustibles_i = Quantité de biocombustibles brûlés pendant la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

H_i = Enthalpie moyenne de la chaudière pour la période de mesure *i*, en gigajoules par tonnes métrique de vapeur;

Vapeur_i = Quantité totale de vapeur produite pour la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

E_i = Apport énergétique total de tous les combustibles, autres que les biocombustibles, brûlés pendant la période *i*, en gigajoules;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du biocombustible indiqué au tableau 1-1 ou déterminé par l'émetteur, en gigajoules par tonne métrique;

Eff = Rendement énergétique du biocombustible, exprimé en pourcentage.

4° 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.

QC.1.3.6. Méthode de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé doivent être calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4 ou selon l'équation 1-9:

Équation 1-9

$$CO_2 = Q_s \times R \times \frac{44}{MM_s}$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, en tonnes métriques;

Q_s = Quantité annuelle d'absorbant utilisé, en tonnes métriques;

R = Ratio de moles de CO_2 émises à la capture d'une mole de gaz acide;

44 = Masse moléculaire du CO_2 , en kilogrammes par kilomole;

MM_s = Masse moléculaire de l'absorbant, en kilogrammes par kilomole, ou, dans le cas du carbonate de calcium, une valeur de 100;

QC.1.4. Méthodes de calcul des émissions de CH_4 et de N_2O

Les émissions annuelles de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon les méthodes de calcul prévues à QC.1.4.1 à QC.1.4.5.

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 CH_4 et de N_2O attribuables à ce combustible n'ont pas à être calculées.

QC.1.4.1. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH_4 et de N_2O par défaut et le pouvoir calorifique supérieur par défaut du combustible

Les émissions annuelles de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion d'un combustible pour lequel le pouvoir calorifique supérieur n'est pas déterminé à partir de mesures prises par l'émetteur ou de données indiquées par le fournisseur du combustible aux fins du calcul des émissions de CO_2 peuvent être calculées selon l'équation 1-10 ou 1-10.1 dans les cas suivants:

1° dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6 qui utilise tout type de combustible pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7 prévus à QC.1.7 et un pouvoir calorifique supérieur est indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2;

2° dans le cas d'un émetteur visé par l'article 6.6 qui utilise, selon le cas:

a) du gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 GJ par millier de mètres cubes mais inférieur ou égal à 40,98 GJ par millier de mètres cubes;

b) un combustible visé au tableau 1-2 ou un biocombustible.

Les émissions attribuables à la combustion du charbon doivent être calculées selon l'équation 1-11 pour tout émetteur.

Équation 1-10

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Combustible} \times PCS \times FE \times 0,000001$$

Où:

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O 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:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible indiqué aux tableaux 1-1 et 1-2, soit:

- en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7 ou facteur d'émission provenant du document intitulé «AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors» et publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques;

Équation 1-10.1

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Combustible} \times FEG \times 0,001$$

Où:

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O 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:

- en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FEG = Facteur d'émission global de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-7 ou 1-8, soit:

- en grammes de CH₄ ou de N₂O par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en grammes de CH₄ ou de N₂O par mètre cube aux conditions de référence dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en grammes de CH₄ ou de N₂O par litre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

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

Équation 1-11

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Combustible} \times FE_c \times 0,001$$

Où:

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion du charbon, en tonnes métriques;

Combustible = Masse du charbon brûlé au cours de l'année, en tonnes métriques;

FE_c = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du charbon établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du charbon indiqué au tableau 1-8, en grammes de CH₄ ou de N₂O par kilogramme de charbon;

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

QC.1.4.2. Méthode de calcul utilisant un pouvoir calorifique supérieur déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur

Lorsque le pouvoir calorifique supérieur du combustible est déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur aux fins d'estimation du CO₂, les émissions annuelles de CH₄ ou N₂O des combustibles doivent être calculées selon l'équation 1-12, sous réserve des émissions attribuables à la combustion du charbon qui doivent être calculées selon l'équation 1-13:

Équation 1-12

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^n \text{Combustible}_i \times PCS_i \times FE \times 0,000001$$

Où:

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à chaque type de combustible, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

Combustible_i = Masse ou volume du combustible brûlé au cours de la période de mesure i , soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur déterminé à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible ou de mesures effectuées par l'émetteur pour la période de mesure i conformément à QC.1.5.4, pour chaque type de combustible, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FE = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, 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 et publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), en grammes de CH_4 ou de N_2O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques;

Équation 1-13

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \sum_{i=1}^n \text{Combustible } e_i \times FE_c \times 0,001$$

Où:

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à la combustion du charbon, en tonnes métriques;

n = Nombre de mesures requises annuellement en vertu de QC.1.5.1;

i = Période de mesure;

Combustible _{i} = Masse du charbon brûlé pendant la période de mesure i , en tonnes métriques;

FE_c = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O du charbon indiqué par le fournisseur du combustible ou établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, en grammes de CH_4 ou de N_2O par kilogramme de charbon;

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

QC.1.4.3. Méthode de calcul des émissions attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité

Les émissions annuelles de CH_4 ou N_2O attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité doivent être calculées selon l'équation 1-14 lorsque leurs émissions de CO_2 sont calculées selon les équations 1-3 et 1-5:

Équation 1-14

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Vapeur} \times C \times FE \times 0,000001$$

Où:

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou N_2O attribuables à la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

Vapeur = Quantité totale de vapeur produite au cours de l'année par la combustion de biomasse, de biocombustibles ou de matières résiduelles collectées par une municipalité, en tonnes métriques;

C = Ratio de la capacité calorifique nominale de la chaudière par rapport à sa capacité nominale de sortie de vapeur, en gigajoules par tonne métrique de vapeur;

FE = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O de la biomasse, du biocombustible ou des matières résiduelles collectées par une municipalité établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7 prévus à QC.1.7, en grammes de CH_4 ou de N_2O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.4.4. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O par défaut et l'apport énergétique du combustible déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à la combustion d'un combustible doivent être calculées selon l'équation 1-15 lorsque les émissions de CO_2 de ce combustible sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4 et que l'apport énergétique de ce combustible est déterminé par l'émetteur à l'aide des données obtenues par un tel système:

Équation 1-15

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = E \times FE \times 0,000001$$

Où:

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à la combustion de chaque combustible, en tonnes métriques;

E = Apport énergétique de chaque combustible déterminé à l'aide de données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, en gigajoules;

FE = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-7 ou 1-8 prévus à QC.1.7, en grammes de CH_4 ou de N_2O par gigajoule;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.1.4.5. Méthode de calcul utilisant les données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O attribuables à la combustion de tout type de combustible utilisé dans des équipements fixes de combustion peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions comportant un débitmètre volumétrique des gaz et un dispositif de mesure de la concentration de CH_4 ou de N_2O conformément au protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou encore conformément, dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6, aux spécifications du fabricant.

QC.1.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Dans les cas prévus par le présent protocole, l'émetteur peut utiliser les méthodes d'analyse publiées par les organismes suivants:

- 1° American Society for Testing and Materials (ASTM);
- 2° Centre d'Expertise en Analyse Environnementale du Québec (CEAEQ);
- 3° Environnement Canada;
- 4° U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);
- 5° Organisation Internationale de Normalisation (ISO);
- 6° Technical Association of the Pulp and Paper Industry: Industry Standards & Regulations (TAPPI);
- 7° Association canadienne de normalisation;
- 8° Mesures Canada;
- 9° American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO);
- 10° Association française de normalisation (AFNOR);
- 11° Association of Fertilizer and Phosphate Chemists (AFPC);
- 12° American Petroleum Institute (API);
- 13° ASM International (ASM);
- 14° British Standard Institution (BS);

15° Gas Processors Association (GPA).

QC.1.5.1. Fréquence d'échantillonnage du combustible

Lorsqu'une méthode de calcul prévoit que la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur ou le facteur d'émission d'un combustible doit être déterminé par l'émetteur, il doit effectuer l'échantillonnage du combustible ou obtenir du fournisseur les résultats d'échantillonnage du combustible:

1° annuellement dans le cas de biocombustibles et de combustibles dérivés de matières résiduelles pour lesquels les émissions de CO₂ sont calculées selon les équations 1-2 et 1-4;

2° semestriellement dans le cas du gaz naturel ou du biométhane;

3° trimestriellement dans le cas des combustibles visés au tableau 1-2 prévu à QC.1.7, des combustibles liquides, des combustibles gazeux, des gaz issus de la biomasse ainsi que des biogaz produits par la dégradation des matières résiduelles d'un lieu d'enfouissement technique ou résultant du traitement des eaux usées;

4° mensuellement dans le cas des combustibles solides, à l'exception du charbon et des combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément aux conditions suivantes:

a) l'échantillon est un composé mensuel obtenu par la combinaison de 4 échantillons hebdomadaires de masse identique, soit un échantillon par semaine durant le mois d'exploitation, lesquels échantillons sont prélevés dès la fin des opérations de traitement du combustible, avant que le mélange avec un autre lot soit effectué, et de manière à s'assurer que les propriétés chimiques et physiques des échantillons sont représentatives du combustible immédiatement avant sa combustion;

b) l'échantillon composé mensuel est bien mélangé et homogénéisé avant de prélever une quantité et d'être analysé;

c) un échantillon composé mensuel sur 12 est sélectionné de manière aléatoire pour procéder à une analyse supplémentaire de ses composantes de manière à s'assurer de l'homogénéité de l'échantillon du composé;

4.1° mensuellement, conformément aux sous-paragraphes a à c du paragraphe 4, ou à chaque livraison dans le cas du charbon;

5° à chaque livraison dans le cas de tout combustible qui n'est pas visé aux paragraphes 1 à 4.1;

6° mensuellement, conformément aux sous-paragraphes a à c du paragraphe 4, dans le cas d'un mélange de combustibles.

Malgré les paragraphes 4, 4.1, 5 et 6 du premier alinéa, dans le cas des combustibles solides ou des mélanges de combustibles utilisés dans un four à arc électrique ou un four à clinker, l'émetteur peut effectuer l'échantillonnage du combustible ou utiliser les résultats d'échantillonnage du combustible du fournisseur pour autant que cet échantillonnage porte sur un minimum de 3 échantillons représentatifs par année.

QC.1.5.2. Consommation de combustibles

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement où est utilisé un équipement fixe de combustion doit:

1° calculer la consommation de chaque type de combustible en utilisant l'une des méthodes suivantes:

a) en la mesurant directement;

b) en utilisant les factures d'achat ou de vente de chaque type de combustible permettant de déterminer la variation d'inventaire des combustibles, soit en mégajoules, en litres, en millions de mètres cubes aux conditions de référence, en tonnes métriques ou en tonnes métriques sèches, et selon la formule suivante:

Consommation de combustible durant une année donnée = Total des achats de combustible - Total des ventes de combustibles + Inventaire des combustibles en début d'année - Inventaire des combustibles en fin d'année

c) dans le cas du mazout, lorsqu'aucun achat n'a eu lieu pendant l'année, en mesurant la variation du niveau du réservoir;

d) dans le cas de l'émetteur qui utilise l'équation 1-2 ou 1-4 pour calculer les émissions de CO₂ ou l'équation 1-10, 1-10.1 ou 1-12 pour calculer les émissions de CH₄ et de N₂O, en utilisant l'équation 1-8 lorsqu'il s'agit d'un biocombustible;

2° convertir la consommation de combustible calculée en mégajoules dans une des unités de mesure visées au sous-paragraphe b du paragraphe 1 en utilisant le pouvoir calorifique supérieur du combustible déterminé à l'aide de mesures effectuées conformément à QC.1.5.4, le pouvoir calorifique supérieur indiqué par le fournisseur ou celui indiqué au tableau 1-1 prévu à QC.1.7;

3° étalonner, avant la première déclaration d'émissions utilisant les méthodes de calcul prévues à QC.1 et par la suite annuellement ou à la fréquence minimale prescrite par le fabricant, tous les débitmètres de combustible liquide ou gazeux, à l'exception de ceux servant à la facturation du gaz, en utilisant l'une des méthodes de test de débit applicables indiquées au tableau 1-9 ou la méthode d'étalonnage prescrite par le fabricant du débitmètre.

Pour l'application de la formule prévue au sous-paragraphe b du paragraphe 1 du premier alinéa, dans le cas d'un combustible solide, la masse volumique utilisée afin de déterminer la variation d'inventaire doit être mesurée conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

Un débitmètre mesurant les débits massiques des combustibles liquides peut être utilisé lorsque la masse volumique permet de déterminer le débit volumique. La masse volumique doit alors être mesurée à la même fréquence que la teneur en carbone en utilisant la plus récente version de la méthode ASTM D1298, intitulée «Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method», ou toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5. L'émetteur qui utilise l'une des méthodes prévues à QC.1.3.1 et QC.1.3.2 peut cependant utiliser les masses volumiques indiquées au tableau 1-10 prévu à QC.1.7.

QC.1.5.3. Facteurs d'émission du combustible

L'émetteur doit établir les facteurs d'émission selon les méthodes suivantes:

1° lorsque le calcul des émissions de CO₂ est effectué conformément à la méthode prévue au paragraphe 2 de QC.1.3.3, le facteur d'émission doit être établi en kilogrammes de CO₂ par gigajoule et doit être ajusté au moins tous les 3 ans en effectuant une mesure du CO₂ dans la cheminée conformément à la méthode applicable au type de procédé ou d'équipement utilisé et prévue au «ASME Performance Test Codes» publié par l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) permettant de déterminer l'énergie introduite en fonction de la puissance thermique dégagée par les sources thermiques, notamment la vapeur, les gaz de combustion, les cendres et les pertes thermiques;

2° lorsque le calcul des émissions de CH₄ ou de N₂O est effectué à l'aide de facteurs d'émission établis à partir de mesures à la source, les procédures de mesure à la source doivent être effectuées chaque année pour actualiser les facteurs d'émission de l'équipement fixe de combustion.

QC.1.5.4. Pouvoir calorifique supérieur du combustible

L'émetteur doit déterminer le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel selon l'équation 1-16:

Équation 1-16

$$PCS_a = \frac{\sum_{i=1}^n [PCS_i \times Combustible_i]}{\sum_{i=1}^n Combustible_i}$$

Où:

PCS_a = Pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur;

i = Période de mesure;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur pour la période de mesure i , soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

$Combustible_i$ = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité.

L'émetteur doit déterminer le pouvoir calorifique supérieur à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur du combustible ou des échantillonnages qu'il a lui-même effectués et en utilisant l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas des gaz, selon le cas:

a) conformément à la plus récente version de la norme ASTM D1826, intitulée «Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter», ASTM D3588, intitulée «Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels», ASTM D4891, intitulée «Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion», ou GPA 2261, intitulée «Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography» et publiée par Gas Processors Association (GPA), ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

b) en déterminant à plus ou moins 5% le pouvoir calorifique supérieur au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;

c) lorsque le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ne permet que de déterminer le pouvoir calorifique inférieur, en convertissant le résultat en pouvoir calorifique supérieur selon l'équation 1-17:

Équation 1-17

$$PCS = PCI \times FC$$

Où:

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du combustible ou du mélange de combustibles, en gigajoules par millier de mètres cubes aux conditions de référence;

PCI = Pouvoir calorifique inférieur du combustible ou du mélange de combustibles, en gigajoules par millier de mètres cubes aux conditions de référence;

FC = Facteur de conversion du pouvoir calorifique inférieur en pouvoir calorifique supérieur établi de la manière suivante:

a) dans le cas du gaz naturel ou du biométhane, l'émetteur doit utiliser un FC de 1,11;

b) dans le cas de gaz de raffinerie, de flexigaz, de gaz associés ou de mélanges de ceux-ci, l'émetteur doit établir le FC hebdomadaire moyen en appliquant l'une des 2 méthodes suivantes:

— au moyen des mesures du pouvoir calorifique inférieur et des résultats du pouvoir calorifique supérieur obtenus par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou par analyse en laboratoire dans le cadre de la mesure quotidienne de la teneur en carbone;

— au moyen du ratio PCS/PCI obtenu par analyse en laboratoire des échantillons quotidiens;

2° dans le cas de distillats moyens, de mazout et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D240, intitulée «Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter», ou ASTM D4809, intitulée «Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° dans le cas de biocombustibles solides, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5865, intitulée «Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

4° dans le cas de combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5865 ou ASTM D5468, intitulée «Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 et, lorsque les combustibles dérivés de matières résiduelles ne sont pas à 100% biocombustibles, en calculant la quantité de CO₂ dégagée par le biocombustible conformément à QC.1.3.5;

QC.1.5.5. Teneur en carbone, masse moléculaire et fraction moléculaire du combustible

L'émetteur doit déterminer la teneur en carbone moyenne annuelle selon l'équation 1-18:

Équation 1-18

$$TC_a = \frac{\sum_{i=1}^n [TC_i \times Combustible_i]}{\sum_{i=1}^n Combustible_i}$$

Où:

TC_a = Teneur en carbone moyenne annuelle, soit:

— en kilogrammes de carbone par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone;

i = Période de mesure;

TC_i = Teneur en carbone du combustible pour la période de mesure i , soit:

— en kilogrammes de carbone par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

$Combustible_i$ = Masse ou volume du combustible brûlé pendant la période de mesure i , soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide.

La teneur en carbone de même que la masse moléculaire ou la fraction moléculaire doivent être déterminées à l'aide des résultats d'échantillonnage et d'analyse indiqués par le fournisseur du combustible ou à l'aide des échantillonnages effectués par l'émetteur en utilisant les méthodes suivantes:

1° dans le cas des combustibles solides, soit le charbon, le coke, les biocombustibles solides et les combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC. 1.5;

2° dans le cas des combustibles liquides à base de pétrole et des combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, selon l'une des méthodes suivantes:

a) conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5291, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants»;

b) en appliquant la méthode d'analyse élémentaire;

c) conformément à la plus récente version de la norme ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by n-d-M Method», et à la plus récente version de l'une ou l'autre des normes ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for

Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements», et ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermolectric Measurements of Vapor Pressure»;

d) selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° dans le cas de combustibles gazeux, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D1945, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography», ASTM D1946, intitulée «Standard Practice for Analysis of Reformed Gasby Gas Chromatography», ou ASTM D2163, intitulée «Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons in Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane/Propene Mixtures by Gas Chromatography», selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou 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 des émissions, à la fréquence suivante:

a) hebdomadairement pour le gaz naturel, le biométhane et le biogaz;

b) quotidiennement pour tous les autres types de combustibles gazeux;

4° dans le cas d'un mélange de combustibles, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

QC.1.5.6. Mesures et prélèvements des données d'échantillonnage des combustibles

Lorsque les méthodes de calcul des émissions indiquent d'effectuer des mesures ou de prélever des données périodiquement à l'égard d'une source d'émission, l'émetteur doit effectuer 100% des mesures et des prélèvements de données conformément à la méthode de calcul utilisée pour chaque année de déclaration sous réserve des cas suivants:

1° lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage de combustibles, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements;

2° lorsqu'il n'est pas possible d'obtenir de données valides, l'émetteur doit utiliser une donnée de remplacement établie selon la méthode de calcul prévue à QC.1.6.

QC.1.5.7. (Abrogé).

QC.1.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues à QC.1.3.1 à QC.1.3.3, QC.1.3.5, QC.1.3.6, QC.1.4.1, QC.1.4.2 et QC.1.4.3:

a) lorsque la donnée manquante est le pouvoir calorifique, la teneur en carbone, la masse moléculaire, la concentration en CO₂, la teneur en eau ou toute autre donnée échantillonnée servant au calcul des émissions de gaz à effet de serre, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 1-19

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.1.5;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait, sauf dans le cas de la teneur en eau. Dans ce dernier cas, remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus basse obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années, sauf dans le cas de la teneur en eau. Dans ce dernier cas, remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus basse obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est le débit des gaz de combustion, la consommation de combustibles ou la quantité d'absorbant utilisée, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues à QC.1.3.4, QC.1.4.4 et QC.1.4.5, il doit déterminer la donnée de remplacement pour le débit et la concentration de CO₂, de CH₄ et de N₂O selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode suivante:

a) lorsque la donnée manquante est une donnée mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu, déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 1-20

$$T = H_{Réelle} / H_{Requise}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$H_{Réelle}$ = Heures d'échantillonnages réelles ou de mesures effectuées par l'émetteur au cours de l'année;

$H_{Requise}$ = Heures d'échantillonnages requises ou de mesures requises au cours de l'année pour couvrir le période d'opération;

b) dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

i. lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

ii. lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

iii. lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années.

QC.1.7. Tableaux

Tableau 1-1. Pouvoirs calorifiques supérieurs selon le type de combustible

(QC.1.3.1, 1, QC.1.4.1, 1, QC.1.5.2, 2, QC.17.3.1, 2)

Combustibles liquides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kl)
Asphalte et bitume routier	44,46
Essence aviation	33,52
Diesel	38,30
Carburéacteur	37,40
Kérosène	37,68
Propane	25,31
Éthane	17,22
Butane	28,44
Lubrifiants	39,16
Essence	34,87
Mazout léger n°1	38,78
Mazout léger n°2	38,50
Mazout lourd (n°s 5 et 6)	42,50
Pétrole brut	39,16
Naphta	35,17
Matières premières pétrochimiques	35,17
Coke de pétrole liquéfié	46,35
Éthanol-100%	23,41
Biodiesel-100%	35,67
Gras animal fondu	34,84
Huile végétale	33,44
Combustibles solides	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/t)
Charbon anthraciteux	27,70

Charbon bitumineux	26,33
Charbon bitumineux étranger	29,82
Charbon subbitumineux	19,15
Lignite	15,00
Coke de charbon	28,83
Coke de pétrole solide	34,89
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	19,20
Liqueur usée de cuisson base sèche	14,20
Matières résiduelles collectées par une municipalité	11,57
Tourbe	9,30
Pneus	32,80
Sous-produits agricoles ¹	9,59
Sous-produits de la biomasse ²	30,03
Combustibles gazeux	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/10³m³)
Gaz naturel	38,32
Biométhane	38,32
Gaz de cokerie	19,14
Gaz de distillation	36,08
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	37,03
Biogaz (portion méthane)	37,03
Acétylène	54,80

1. Sous-produits qui ne sont pas destinés à la consommation.

2. Résidus animaux et végétaux, excluant les résidus de bois et la liqueur usée de cuisson.

Tableau 1-2. Facteurs d'émission et pouvoirs calorifiques supérieurs selon le type de combustible

(QC.1.3.1, QC.1.3.2, QC.1.3.5, 2, QC.1.4.1, 1, QC.1.5.1, 3)

Combustibles	Facteur d'émission de CO₂ (kg CO₂/GJ)	Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kl)
Mazout léger n° 1	69,37	38,78
Mazout léger n° 2	70,05	38,50
Mazout lourd n° 4	71,07	40,73
Kérosène	67,25	37,68
Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	59,65	25,66
Propane pur	59,66	25,31
Propylène	62,46	25,39
Éthane	56,68	17,22
Éthylène	63,86	27,90
Isobutane	61,48	27,06
Isobutylène	64,16	28,73
Butane	60,83	28,44
Butène	64,15	28,73
Essence naturelle	63,29	30,69
Essence	65,40	34,87
Essence aviation	69,87	33,52

| Kérosène type aviation | 68,40 | 37,66 |

Tableau 1-3. Facteurs d'émission selon le type de combustible

(QC.1.3.1, 1, QC.1.3.2, QC.1.4.1, 1, QC.1.4.4, QC.17.3.1, 2)

Combustibles et biocombustibles liquides	CO ₂	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O
	(kg/l)	(kg/GJ)	(g/l)	(g/GJ)	(g/l)	(g/GJ)
Essence aviation	2,342	69,87	2,200	65,630	0,230	6,862
Diesel	2,663	69,53	0,133	3,473	0,400	10,44
Carburacteur	2,534	67,75	0,080	2,139	0,230	6,150
Kérosène						
- Services d'électricité	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Usages industriels	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Autoconsommation	2,534	67,25	0,006	0,159	0,031	0,823
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	2,534	67,25	0,026	0,690	0,031	0,823
Propane						
- Secteur résidentiel	1,510	59,66	0,027	1,067	0,108	4,267
- Autres secteurs	1,510	59,66	0,024	0,948	0,108	4,267
Éthane	0,976	56,68	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Butane	1,730	60,83	0,024	0,844	0,108	3,797
Lubrifiants	1,410	36,01	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Essence	2,289	65,40	2,700	77,140	0,050	1,429
Mazout léger						
- Services d'électricité	2,725	70,23	0,180	4,639	0,031	0,799
- Usages industriels	2,725	70,23	0,006	0,155	0,031	0,799
- Autoconsommation	2,643	68,12	0,006	0,155	0,031	0,799
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	2,725	70,23	0,026	0,670	0,031	0,799
Mazout lourd (n^{os} 5 et 6)						
- Services d'électricité	3,124	73,51	0,034	0,800	0,064	1,506
- Usages industriels	3,124	73,51	0,12	2,824	0,064	1,506
- Autoconsommation	3,158	74,31	0,12	2,824	0,064	1,506
- Foresterie, construction et secteurs commerciaux et institutionnels	3,124	73,51	0,057	1,341	0,064	1,820
Naphta	0,625	17,77	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Matières premières pétrochimiques	0,556	14,22	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Coke de pétrole liquéfié	3,826	82,55	0,12	2,589	0,0265	0,572
Éthanol (100%)	1,519	64,9	2,7	S. O.	0,05	S. O.
Biodiesel (100%)	2,497	70	0,133	S. O.	0,4	S. O.
Gras animal fondu	2,348	67,4	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Huile végétale	2,585	77,3	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Biocombustibles et autres combustibles solides	CO₂	CO₂	CH₄	CH₄	N₂O	N₂O
	(kg/kg)	(kg/GJ)	(g/kg)	(g/GJ)	(g/kg)	(g/GJ)
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	1,799	93,7	0,576	30	0,077	4
Liqueur usée de cuisson (base sèche)	1,304	91,8	0,041	2,9	0,027	1,9
Sous-produits agricoles ¹	1,074	112	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Sous-produits de la biomasse ²	3,000	100	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Coke de charbon	2,480	86,02	0,03	1,041	0,02	0,694
Coke de pétrole solide	3,386	97,07	1,058	30,33	0,139	3,98
Pneus	2,650	80,8	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Combustibles et biocombustibles gazeux	CO₂	CO₂	CH₄	CH₄	N₂O	N₂O
	(kg/m³)	(kg/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)
Gaz de cokerie	0,879	45,92	0,037	1,933	0,0350	1,829
Gaz de distillation	1,75	48,50	S. O.	S. O.	0,0222	0,615
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	1,830	49,41	0,095	2,566	0,019	0,513
Biogaz (portion méthane)	1,830	49,41	0,095	2,566	0,019	0,513
Acétylène	3,7193	67,87	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

1. Sous-produits qui ne sont pas destinés à la consommation.
2. Résidus animaux et végétaux, excluant les résidus de bois et la liqueur usée de cuisson.

Tableau 1-4. Facteurs d'émission de CO₂ du gaz naturel ou du biométhane

(QC.1.3.1, 1, QC.1.3.2, 1, QC.17.3.1, 2)

Gaz commercialisable (kg CO ₂ /m ³)	Gaz commercialisable (kg CO ₂ /GJ)
1,878	49,01

Tableau 1-5. Facteurs d'émission de CO₂ du charbon

(QC.1.3.1, 1, QC.1.3.2, 1, QC.17.3.1, 2)

Types de charbon	Facteur d'émission (kg CO ₂ /kg)	Facteur d'émission (kg CO ₂ /GJ)
- bitumineux canadiens	2,25	85,5
- bitumineux américains	2,34	88,9
- anthracite	2,39	86,3

Tableau 1-6. Autres facteurs d'émission

(QC.1.3.1, 1, QC.1.3.2, 1, QC.17.3.1, 2)

Types de matières	Facteur d'émission de CO ₂ (kg/GJ)	Facteur d'émission de CH ₄ (g/GJ)	Facteur d'émission de N ₂ O (g/GJ)
Matières résiduelles collectées par une Municipalité	85,6	30	4,0
Tourbe	103,0	1,0	1,5

Tableau 1-7. Facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O du gaz naturel ou du biométhane selon le type d'utilisation

(QC.1.4.1, 1, QC.1.4.4)

Type d'utilisation	CH ₄ (g/m ³)	CH ₄ (g/GJ)	N ₂ O (g/m ³)	N ₂ O (g/GJ)
Centrale électrique	0,490	12,790	0,049	1,279
Usages industriels	0,037	0,966	0,033	0,861
Autoconsommation (non commercialisable)	6,500	169,600	0,060	1,566
Gazoduc	1,900	49,580	0,050	1,305
Ciment	0,037	0,966	0,034	0,887
Secteur manufacturier	0,037	0,966	0,033	0,861
Secteurs résidentiel, commercial, institutionnel, agricole et de la construction	0,037	0,966	0,035	0,913

Tableau 1-8. Facteurs d'émission de CH₄ et N₂O du charbon selon le type d'utilisation

(QC.1.4.1, 1)

Type d'utilisation	Facteur d'émission (g CH ₄ /kg charbon)	Facteur d'émission (g N ₂ O/kg charbon)
Centrale électrique	0,022	0,032
Secteur industriel, centrales thermiques à vapeur	0,030	0,020
Secteurs résidentiel et institutionnel	4,000	0,020

Tableau 1-9. Méthodes de test de débit

(QC.1.5.2, 3)

Organisme de normalisation	Méthodes	
	Numéro	Titre
American Society of Mechanical Engineers (ASME)	ASME MFC-3M-2004	Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi
	ASME MFC-4M-1986 (Reconduite en 2008)	Measurement of Gas Flow by Turbine Meters
	ASME MFC-5M-1985 (Reconduite en 2006)	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits Using Transit-Time Ultrasonic Flowmeters
	ASME MFC-6M-1998 (Reconduite en 2005)	Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Vortex Flowmeters
	ASME MFC-7M-1987 (Reconduite en 2006)	Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles
	ASME MFC-9M-1988 (Reconduite en 2006)	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits by Weighing Method
Organisation internationale de normalisation (ISO)	ISO 8316: 1987	Measurement of Liquid Flow in Closed Conduits - Method by Collection of the Liquid in a Volumetric Tank
American Gas Association (AGA)	AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas Part 1: General Equations & Uncertainty Guidelines (1990)
	AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas Part 2: Specification and Installation Requirements (2000)
	AGA Report No. 7	Measurement of Natural Gas by

		Turbine Meter (2006)
American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE)	ASHRAE 41.8-1989	Standard Methods of Measurement of Flow of Liquids in Pipes Using Orifice Flowmeters

Tableau 1-10. Masses volumiques

(QC.1.5.2)

Combustibles	Masses volumiques (kg/l)
Mazout léger n° 1	0,81
Mazout léger n° 2	0,86
Mazout lourd n°6	0,97

QC.2. COMBUSTION DES GAZ COMBUSTIBLES DE RAFFINERIE

QC.2.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les équipements fixes qui consomment des gaz combustibles, soit les gaz de raffinerie, les flexigaz et les gaz associés.

Malgré le premier alinéa, les émissions attribuables à la combustion de gaz combustibles à une torche doivent être calculées conformément à QC.9.3.5.

QC.2.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants pour chaque type de gaz combustible, soit les gaz de raffinerie, les flexigaz et les gaz associés:

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O, en tonnes métriques;

1.1° les émissions attribuables à la combustion de gaz combustibles à une torche, calculées conformément à QC.9.3.5, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

2° la consommation annuelle de gaz combustibles, en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

3° la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque gaz combustible lorsqu'elle est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, en kilogrammes de carbone par kilogramme de gaz combustible;

4° (*paragraphe abrogé*).

5° la masse moléculaire moyenne annuelle de chaque gaz combustible lorsqu'elle est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, en kilogrammes par kilomole;

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

Les paragraphes 3 et 5 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.2.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes qui consomment des gaz combustibles sont calculées en additionnant les émissions quotidiennes de CO₂ de chaque réseau d'alimentation en gaz de raffinerie, en flexigaz et en gaz associés, lesquelles émissions doivent être calculées selon l'une des méthodes de calcul prévues à QC.2.3.1 à QC.2.3.4.

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables aux équipements fixes qui consomment des gaz combustibles doivent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.2.3.5.

QC.2.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de gaz combustibles 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.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

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 CO_2 par rapport au carbone;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes.

QC.2.3.3. Calcul des émissions de CO_2 des gaz associés

Les émissions annuelles de CO_2 des gaz associés peuvent être calculées selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.2, sauf par l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, ou selon la méthode prévue à QC.1.3.3.

QC.2.3.4. Calcul des émissions de CO_2 des gaz mélangés avant la combustion

En outre des méthodes prévues à QC.2.3.1 et QC.2.3.2, dans le cas des gaz mélangés avant la combustion, l'émetteur peut calculer les émissions annuelles de CO_2 pour chaque gaz avant le mélange. Dans ce cas, l'émetteur doit:

1° mesurer le débit de chaque flux de combustible;

2° déterminer la teneur en carbone de chaque flux de combustible avant le mélange;

3° calculer les émissions de CO_2 pour chaque flux de combustible selon les méthodes suivantes:

a) dans le cas du gaz naturel et des gaz associés, conformément à QC.1.3.2, sauf dans le cas de l'émetteur visé à l'article 6.6 du présent règlement, ou conformément à QC.1.3.3;

b) dans le cas du flexigaz, des gaz de raffinerie et des gaz à faible pouvoir calorifique, conformément à QC.2.3.2;

4° faire la somme des émissions de CO_2 de chaque flux afin de déterminer les émissions totales du mélange.

QC.2.3.5. Calcul des émissions de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion des gaz combustibles

Les émissions annuelles de CH₄ et N₂O attribuables à la combustion des gaz combustibles doivent être calculées conformément à QC.1.4.

QC.2.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.2.4.1. Consommation de gaz combustibles

La consommation de gaz combustibles doit être calculée quotidiennement selon les méthodes prévues à QC.1.5.2.

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

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.2.3.2 est utilisée, l'émetteur doit mesurer quotidiennement la teneur en carbone et la masse moléculaire des gaz combustibles selon l'une des méthodes suivantes:

1° conformément à QC.1.5.5;

2° 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.

QC.2.4.3. (Abrogé).

QC.2.4.4. (Abrogé).

QC.2.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues à QC.2.3.2:

a) lorsque la donnée manquante est le pouvoir calorifique, la teneur en carbone, la masse moléculaire ou toute autre donnée échantillonnée servant au calcul des émissions de gaz à effet de serre, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 2-2

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ERéel} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.2.4;

ii. pour les données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.3. PRODUCTION D'ALUMINIUM

QC.3.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'aluminium primaire.

QC.3.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la consommation d'anodes précuites ou d'anodes des cellules d'électrolyse par procédé Söderberg, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CF₄ et de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la calcination du coke vert, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de SF₆ attribuables à la consommation du gaz de couverture, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

7° la production annuelle d'aluminium liquide, en tonnes métriques;

8° dans le cas de l'utilisation du procédé avec anodes précuites, la consommation annuelle nette d'anodes précuites pour la production d'aluminium liquide, en tonnes métriques d'anodes précuites par tonne métrique d'aluminium liquide;

9° dans le cas de l'utilisation du procédé avec anodes Söderberg, la consommation annuelle de pâte anodique, en tonnes métriques de pâte anodique par tonne métrique d'aluminium liquide;

10° dans le cas de l'utilisation du procédé de cuisson d'anodes précuites ou de cathodes, la quantité annuelle d'anodes ou de cathodes cuites défournées, en tonnes métriques;

11° dans le cas de l'utilisation du procédé de calcination du coke:

a) la consommation annuelle de coke vert, en tonnes métriques;

b) la quantité de coke calciné produit annuellement, en tonnes métriques;

c) la quantité de coke sous-calciné produit annuellement, en tonnes métriques;

12° dans le cas des émissions de CF_4 ou de C_2F_6 :

a) la pente 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-jour pour chaque série de cuves de même technologie, et la date de détermination de la pente pour chaque série de cuves;

b) (sous-paragraphe abrogé);

c) (sous-paragraphe abrogé);

d) (sous-paragraphe abrogé);

e) (sous-paragraphe abrogé);

f) le 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 par millivolt pour chaque série de cuves de même technologie;

g) (sous-paragraphe abrogé);

h) (sous-paragraphe abrogé);

13° (paragraphe abrogé);

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

15° (paragraphe abrogé);

16° la quantité annuelle d'hydrate d'alumine produit, calculée à l'étape de précipitation, en tonnes métriques d'hydrate d'alumine équivalent (Al_2O_3).

Les sous-paragraphes a et f du paragraphe 12 du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CF_4 ou de C_2F_6 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 1, 2 et 4 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 6 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 3 et 5 du premier alinéa.

QC.3.3. Méthodes de calcul des émissions de CO_2

QC.3.3.1. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes précurtes

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes précurtes doivent être calculées selon l'équation 3-1 ou 3-1.1:

Équation 3-1

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes précuites, en tonnes métriques;

i = Mois;

CNA = Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium 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.

Équation 3-1.1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} [CNA \times PM \times TC \times 3,664]_i$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes précuites, en tonnes métriques;

i = Mois;

CNA = Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium 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;

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

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

QC.3.3.2. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la consommation des anodes des procédés Söderberg

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes des procédés Söderberg doivent être calculées selon l'équation 3-2:

Équation 3-2

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la consommation d'anodes des procédés Söderberg, en tonnes métriques;

i = Mois;

PC = Consommation de pâte anodique durant le mois i , en tonnes métriques de pâte par tonne métrique d'aluminium liquide;

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

MSC = Émissions de matières solubles dans le cyclohexane (MSC) ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé, en kilogrammes de MSC par tonne métrique d'aluminium liquide;

TB = Teneur moyenne de brai ou d'autre agent liant dans la pâte anodique pour le mois i , en kilogrammes de brai ou d'autre agent liant par kilogramme de pâte anodique;

S_b = Teneur en soufre du brai ou d'un autre agent liant pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme de brai ou d'autre agent liant;

Cen_b = Teneur en cendres du brai ou d'un autre agent liant, en kilogrammes de cendres par kilogramme de brai ou d'autre agent liant;

H_b = Teneur en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé, en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai ou d'autre agent liant;

S_c = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;

Cen_c = Teneur en cendres du coke calciné, en kilogrammes de cendres par kilogramme de coke calciné;

CP = Rapport mensuel du carbone présent dans la poussière écumée des cuves Sodërberg, en kilogrammes de carbone par kilogramme d'aluminium liquide produit, ou une valeur de 0;

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

QC.3.3.3. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes doivent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes:

1° dans le cas des émissions annuelles de CO_2 , selon l'équation 3-3:

Équation 3-3

$$CO_2 = CO_{2MG} + CO_{2B}$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la cuisson d'anodes et de cathodes, en tonnes métriques;

CO_{2MG} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au matériel de garniture calculées conformément à l'équation 3-4, en tonnes métriques;

CO_{2B} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant calculées conformément à l'équation 3-5, en tonnes métriques;

2° dans le cas des émissions de CO₂ attribuables au matériel de garniture, selon l'équation 3-4:

Équation 3-4

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

Où:

CO_{2MG} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au matériel 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 = Quantité d'anodes ou de cathodes cuites défournées pour le mois i , en tonnes métriques;

Cen_{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;

3° dans le cas des émissions de CO_2 attribuables à la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, selon l'équation 3-5:

Équation 3-5

$$CO_{2B} = \sum_{i=1}^{12} (CACC - PACC - (H_b \times TB \times QACC) - GR)_i \times 3,664$$

Où:

CO_{2B} = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, en tonnes métriques;

i = Mois;

QACC = Quantité d'anodes ou de cathodes crues enfournées durant le mois i , en tonnes métriques;

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

H_b = Teneur en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant pour le mois i ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé, en kilogrammes d'hydrogène par kilogramme de brai ou d'autre agent liant;

TB = Teneur en brai ou en autre agent liant des anodes ou des cathodes crues pour le mois i , en kilogrammes de brai ou d'autre agent liant par kilogramme d'anodes ou de cathodes crues;

GR = Goudron récupéré pour le mois i , en tonnes métriques;

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

QC.3.3.4. Calcul des émissions de CO_2 attribuables à la calcination du coke vert

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la calcination du coke vert doivent être calculées selon l'équation 3-6:

Équation 3-6

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la calcination du coke vert, en tonnes métriques;

i = Mois;

CCV = Consommation de coke vert durant le mois i , en tonnes métriques;

H_2O_{cv} = Teneur en eau du coke vert consommé pour le mois i , en kilogrammes d'eau par kilogramme de coke vert;

V_{cv} = Teneur en matières volatiles du coke vert pour le mois i , en kilogrammes de matières volatiles par kilogramme de coke vert;

S_{cv} = Teneur en soufre du coke vert pour le mois i , en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke vert;

CCP = Coke calciné produit pour le mois i , en tonnes métriques;

CSCP = Coke sous-calciné produit pour le mois i , en tonnes métriques;

EP = Émissions de poussière de coke pour le mois i , en tonnes métriques;

S_{cc} = Teneur en soufre du coke calciné, en kilogrammes de soufre par kilogramme de coke calciné;

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

0,035 = Teneur en CH_4 et en goudron dans les matières volatiles du coke contribuant aux émissions de CO_2 ;

2,75 = Facteur de conversion du CH_4 en CO_2 .

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.

QC.3.4.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CF_4 et de C_2F_6 peuvent être calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.3.6.1.

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

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

Où:

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 - jour, pour le mois i ;

MEA = Durée de l'effet d'anode, en minutes d'effets d'anode par cuve - jour, calculée pour le mois i et obtenue en multipliant la fréquence des effets d'anode, en nombre d'effets d'anode par cuve - jour, par la durée d'effets d'anode moyenne, en minutes;

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

Équation 3-8

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

Où:

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

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

Où:

c_2F_6 = Émissions annuelles de C_2F_6 , en tonnes métriques;

i = Mois;

CF_4 = Émissions de CF_4 pour le mois i , en tonnes métriques;

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 .

QC.3.4.3. (Remplacé)

QC.3.5. Méthode de calcul des émissions attribuables au SF_6 utilisé comme gaz de couverture

Les émissions annuelles de SF_6 utilisé comme gaz de couverture doivent être calculées selon l'une des méthodes de calcul prévues à QC.3.5.1 et QC.3.5.2.

QC.3.5.1. Calcul basé sur la variation d'inventaire

Les émissions annuelles de SF_6 peuvent être calculées sur la base de la variation d'inventaire selon l'équation 3-9:

Équation 3-9

$$SF_6 = S_{Inv - Début} - S_{Inv - Fin} + S_{Achats} - S_{Livrés}$$

Où:

SF_6 = Émissions annuelles de SF_6 utilisé comme gaz de couverture, en tonnes métriques;

$S_{Inv-Début}$ = Quantité de SF_6 en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

$S_{Inv-Fin}$ = Quantité de SF_6 en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

S_{Achats} = Quantité des achats de SF_6 pour l'année, en tonnes métriques;

$S_{Livrés}$ = Quantité de SF_6 transféré hors de l'établissement au cours de l'année, en tonnes métriques.

QC.3.5.2. Calcul basé sur des mesures directes

Les émissions annuelles de SF_6 peuvent être calculées sur la base de mesures directes selon l'équation 3-10:

Équation 3-10

$$SF_6 = \sum_{i=1}^{12} [(Q_{Intrants} \times C_{Intrants}) - (Q_R \times C_R)]_i$$

Où:

SF_6 = Émissions annuelles de SF_6 utilisé comme gaz de couverture, en tonnes métriques;

i = Mois;

$Q_{intrans}$ = Quantité de gaz de couverture entrant aux cellules d'électrolyse pour le mois i , en tonnes métriques;

$C_{intrans}$ = Concentration de SF_6 dans le gaz entrant aux cellules d'électrolyse pour le mois i , en tonnes métriques de SF_6 par tonne métrique de gaz entrant;

Q_R = Quantité de gaz contenant du SF_6 recueilli et transféré hors de l'établissement durant le mois i , en tonnes métriques;

C_R = Concentration de SF_6 dans le gaz recueilli et transféré hors de l'établissement durant le mois i , en tonnes métriques de SF_6 par tonne métrique de gaz recueilli et transféré hors de l'établissement.

QC.3.6. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

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 cyclohexane 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 de 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;

6° dans le cas de la quantité de coke calciné, l'émetteur peut mesurer directement cette quantité ou la déterminer en multipliant le facteur de récupération par la quantité de coke vert consommée, conformément à l'équation 3-10.1:

Équation 3-10.1

$$CCP_M = FR \times CCV$$

Où:

CCP_M = Coke calciné produit et mesuré durant la campagne de mesure, en tonnes métriques;

FR = Facteur de récupération déterminé annuellement lors d'une campagne de mesure, en tonnes métriques de coke calciné par tonne métrique de coke vert;

CCV = Consommation de coke vert mesuré durant la campagne de mesure, en tonnes métriques;

7° dans le cas de la teneur en carbone moyenne des anodes précuites nécessaire au calcul selon l'équation 3-1.1 de QC.3.3, l'émetteur peut mesurer cette teneur conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373 «Standard Test Methods for Determination of Carbon, Hydrogen and Nitrogen in Analysis Samples of Coal and Carbon in Analysis Samples of coal and coke», la plus récente version de la norme ISO 29541 «Solid mineral fuels — Determination of total carbon, hydrogen and nitrogen content — Instrumental method», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

QC.3.6.1. Émissions de CF₄ et C₂F₆ des effets d'anode

L'émetteur qui utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions de CF₄ et de C₂F₆ attribuables aux effets d'anode doit le faire conformément aux lignes directrices du document intitulé «Recommandations du GIEC en matières de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre» publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

L'émetteur qui utilise la méthode de la pente ou la méthode Péchiney prévues à QC.3.4.2 doit effectuer des tests de rendement afin de calculer la pente ou le coefficient de surtension, pour chaque technologie de série de cuves, à l'aide du «Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane and Hexafluoroethane Emissions from Primary Aluminium Production» publié en avril 2008 par le U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) et le International Aluminium Institute. Ces tests doivent être effectués dans les cas suivants:

- 1° il s'est écoulé 36 mois depuis les dernières mesures ou le démarrage de la série de cuves;
- 2° un changement est survenu dans l'algorithme de contrôle et modifie l'intensité ou la durée des effets d'anode ou la nature du protocole de terminaison de ces effets;
- 3° des changements se sont produits dans la distribution ou la durée des effets d'anode, ce qui peut survenir lorsque le pourcentage de terminaisons manuelles varie ou lorsque le nombre d'effets d'anode diminue et entraîne à son tour la diminution de leur durée ou lorsque survient une modification de l'algorithme pour les mouvements de pont et pour la comptabilisation de la surtension des effets d'anode.

La pente ou le coefficient de surtension calculés à la suite des tests de rendement effectués dans les cas prévus au paragraphe 1 du deuxième alinéa doivent être utilisés à compter de l'un des moments suivants:

- 1° la date de la prise des mesures;
- 2° le 1^{er} janvier suivant immédiatement la prise des mesures.

La pente ou le coefficient de surtension calculés à la suite des tests de rendement effectués dans les cas prévus aux paragraphes 2 et 3 du deuxième alinéa doivent être utilisés à compter de l'un des moments suivants:

- 1° la date du changement;
- 2° le 1^{er} janvier suivant immédiatement la prise des mesures.

QC.3.6.2. Émissions de SF₆ utilisé comme gaz de couverture

L'émetteur qui utilise la méthode de mesures directes prévue à QC.3.5.2 pour calculer les émissions de SF₆ attribuables à la consommation de gaz de couverture doit mesurer mensuellement la quantité de SF₆ qui entre aux cellules d'électrolyse ainsi que la quantité et la concentration en SF₆ de tout gaz résiduel recueilli et transféré hors de l'établissement.

QC.3.7. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole,

l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans le présent protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la teneur en soufre, la teneur en cendre, la teneur en hydrogène, la teneur en eau, les émissions de MSC, la teneur en brai, le rapport du carbone dans les poussières de cuves, la teneur en matières volatiles, les données pour le calcul de la pente, la fréquence et la durée des effets d'anode, la surtension, la concentration de SF₆ ou les données pour le calcul de l'efficacité de courant, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 3-11

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ER\acute{e}quis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ER^{réel}} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ER^{requis}} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.3.6;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation nette d'anodes, la consommation de pâte anodique, la consommation de matériel de garnissage, la consommation d'anodes ou cathodes crues, la quantité de goudron récupéré, la consommation de coke vert, la production d'aluminium liquide, la production d'hydrate d'alumine, la production d'anodes ou cathodes cuites, la production de coke calciné et sous calciné, la quantité de poussières de coke ou la quantité de SF₆, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

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

QC.4. PRODUCTION DE CIMENT

QC.4.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production des ciments de types Portland, naturel, maçonnerie, pouzzolanique et autres ciments hydrauliques.

QC.4.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de calcination, en tonnes métriques;

3° pour chaque four de calcination:

a) les facteurs d'émission mensuels de CO₂, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de clinker;

b) la production annuelle de clinker en tonnes métriques;

c) (*sous-paragraphe abrogé*);

d) (*sous-paragraphe abrogé*);

d.1) (*sous-paragraphe abrogé*);

d.2) (*sous-paragraphe abrogé*);

e) (sous-paragraphe abrogé);

f) (sous-paragraphe abrogé);

g) (sous-paragraphe abrogé);

h) les facteurs d'émission de CO₂ trimestriels des poussières captées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de poussières;

h.1) (sous-paragraphe abrogé);

h.2) (sous-paragraphe abrogé);

i) la quantité annuelle de poussières captées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

4° *(paragraphe abrogé);*

5° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'oxydation du carbone organique, en tonnes métriques;

6° pour chaque type de matière première qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé:

a) la quantité de matière première utilisée au cours de l'année, en tonnes métriques;

b) la teneur en carbone organique total dans la matière première, en tonnes métriques de carbone organique par tonne métrique de matière première;

7° *(paragraphe abrogé);*

8° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

9° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.4.5 ont été utilisées;

10° *(paragraphe abrogé);*

11° les quantités annuelles de gypse et de calcaire ajoutées au clinker produit par l'établissement, en tonnes métriques.

Les sous-paragraphe *a* et *h* du paragraphe 3 et le sous-paragraphe *b* du paragraphe 6 du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 2 et 5 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 8 du premier alinéa.

QC.4.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de fours de calcination

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de fours de calcination, autres que celles attribuables à la combustion, doivent être calculées conformément à l'une des 2 méthodes de calcul prévues à QC.4.3.1 et QC.4.3.2.

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans tous les fours de calcination doivent être calculées conformément à QC.4.3.3.

QC.4.3.1. 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. De plus, les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de combustibles de tous les fours de calcination doivent être calculées conformément à QC.4.3.3.

QC.4.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de chaque four de calcination doivent être calculées en additionnant les émissions de CO₂ attribuables à la calcination et les émissions de CO₂ attribuables à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières, lesquelles sont calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° les émissions de CO₂ attribuables à la calcination doivent être calculées, pour chaque four de calcination, selon les équations 4-1 à 4-3:

Équation 4-1

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

Où:

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

i = Mois;

Cl_i = Production mensuelle de clinker en tonnes métriques;

FE_{Cl_i} = 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 captées et non recyclées dans le four de calcination, en tonnes métriques;

FE_{PFC} = Facteur d'émission de CO_2 trimestriel des poussières captées 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

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

Où:

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

CaO_{Cl_i} = Teneur mensuelle d'oxyde de calcium dans le clinker déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.4.4, 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 dans le clinker est la somme de la teneur en CaO présent sous la forme non carbonatée dans les matières premières avant son entrée au four et de la teneur en $CaCO_3$ non transformé restant dans le clinker, exprimée en CaO, suite à l'oxydation, ces teneurs devant être déterminées respectivement conformément aux paragraphes 4 et 5 de QC.4.4 ou en utilisant une valeur de 0;

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

MgO_{Cl_i} = Teneur mensuelle d'oxyde de magnésium dans le clinker déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.4.4, 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 dans le clinker est la somme de la teneur en MgO présent sous la forme non carbonatée dans les matières premières avant son entrée au four et de la teneur en $MgCO_3$ non transformé restant dans le clinker, exprimée en MgO, suite à l'oxydation, ces teneurs devant être déterminées respectivement conformément aux paragraphes 4 et 5 de QC.4.4 ou en utilisant 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 captées 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 captées et non recyclées dans le four de calcination déterminée conformément au paragraphe 6 de QC.4.4, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne de poussières;

CaO_{NCP} = Teneur trimestrielle d'oxyde de calcium non calciné dans les poussières captées 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 dans les poussières est la somme de la teneur en CaO présent sous la forme non carbonatée avant son entrée au four et de la teneur en CaCO₃ non transformé restant dans les poussières captées et non recyclées, exprimée en CaO, suite à l'oxydation, ces teneurs devant être déterminées respectivement conformément aux paragraphes 7 et 8 de QC.4.4 ou en utilisant 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 captées et non recyclées dans le four de calcination déterminée conformément au paragraphe 6 de QC.4.4, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne de poussières;

MgO_{NCP} = Teneur trimestrielle d'oxyde de magnésium non calciné dans les poussières captées 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 dans les poussières est la somme de la teneur en MgO présent sous la forme non carbonatée avant son entrée au four et de la teneur en MgCO₃ non transformé restant dans les poussières captées et non recyclées, exprimée en MgO, suite à l'oxydation, ces teneurs devant être déterminées respectivement conformément aux paragraphes 7 et 8 de QC.4.4 ou en utilisant une valeur de 0;

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

2° les émissions de CO₂ attribuables à l'oxydation du carbone organique présent dans les matières premières doivent être calculées selon l'équation 4-4:

Équation 4-4

$$CO_{2,MP_m} = \sum_{m=1}^n TCO_{MP_m} \times MP_m \times 3,664$$

Où:

$CO_{2,MPm}$ = Émissions de CO_2 résultant de l'oxydation des matières premières, en tonnes métriques;

n = Nombre de matières premières;

m = Matière première;

TCO_{MPm} = Teneur en carbone organique total présent dans les matières première déterminée conformément au paragraphe 10 de QC.4.4 ou une teneur de 0,2%, en tonnes métriques de carbone organique total par tonne métrique de matières premières;

MPm = Quantité de matières premières, en tonnes métriques;

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

QC.4.3.3. Calculs des émissions attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours de calcination

Les émissions de CO_2 , CH_4 et N_2O attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans chaque four de calcination doivent être calculées et déclarées selon les méthodes de calcul prévues à QC.1. Dans le cas où la consommation de biocombustibles purs, c'est-à-dire constitués d'une même substance pour au moins 97% de leur poids, n'a lieu que durant les périodes de mise en marche, d'arrêt ou de mauvais fonctionnement des appareils ou des équipements, l'émetteur peut calculer les émissions de CO_2 selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1.

QC.4.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsqu'il utilise la méthode de calcul prévue à QC.4.3.2, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du ciment doit:

1° déterminer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans le clinker, conformément à la plus récente version de la norme ASTM C114, intitulée «Standard Test Methods for Chemical Analysis of Hydraulic Cement», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5; ces mesures doivent être quotidiennes lorsqu'elles sont effectuées à la sortie du refroidisseur de clinker ou mensuelles dans le cas du clinker entreposé en vrac;

2° 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 de comptabilité, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré, et en assurant la concordance entre les résultats obtenus et les données d'inventaire;

b) en mesurant directement le débit du cru alimentant le four et en appliquant un facteur de conversion du cru au clinker spécifique 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, ou par un bilan de matières;

4° déterminer mensuellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans les matières premières sous la forme non carbonatée avant son entrée au four en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

5° déterminer mensuellement la teneur en CaCO_3 non transformé, exprimée en CaO , restant dans le clinker, ainsi que la teneur en MgCO_3 non transformé, exprimée en MgO , restant dans le clinker à la suite de l'oxydation, en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

6° déterminer trimestriellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium présents dans les poussières captées et non recyclées dans le four de calcination conformément à la plus récente version de la norme ASTM C114, ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5; ces mesures doivent 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 captées et non recyclées sous la forme non carbonatée avant son entrée au four en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

8° déterminer trimestriellement la teneur en CaCO_3 non transformé, exprimée en CaO , et la teneur en MgCO_3 non transformé, exprimée en MgO , restants dans les poussières captées et non recyclées à la suite de l'oxydation, en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

9° déterminer trimestriellement la quantité de poussières captées 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, ou par bilan de matières;

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 plus récente version de la norme ASTM C114, selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou utiliser une teneur de 0,2%.

QC.4.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans le présent protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la teneur d'oxyde de calcium ou la teneur d'oxyde de magnésium, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 4-5

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ER\acute{e}quis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.4.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la production de clinker, 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;

c) lorsque la donnée manquante est la matière première consommée, 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;

d) lorsque la donnée manquante est la quantité de poussières, la quantité de gypse ou la quantité de calcaire, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.5. ENTREPOSAGE DU CHARBON

QC.5.1. Sources visées

Les sources visées sont les activités concernant l'entreposage du charbon, soit toutes les activités de post-extraction, notamment la préparation, la manutention, la transformation, le transport et l'entreposage.

QC.5.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CH_4 en tonnes métriques;

2° les achats annuels de charbon en tonnes métriques;

3° concernant la provenance du charbon:

a) le nom du bassin houiller;

b) la province ou l'état d'origine;

c) le type de mine de charbon, soit une mine à ciel ouvert ou souterraine;

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

5° (*paragraphe abrogé*).

QC.5.3. Méthodes de calcul des émissions de CH₄

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul suivantes:

1° les émissions de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon doivent être calculées selon l'équation 5-1:

Équation 5-1

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

Où:

CH_4 = Émissions fugitives annuelles 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 CH_4 du charbon i , établi conformément au paragraphe 2, en mètres cubes de CH_4 par tonne métrique de charbon pour chaque type de charbon;

0,6772 = Facteur de conversion des mètres cubes en kilogrammes de CH_4 ;

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

2° le facteur d'émission de CH_4 (FE_i) doit être établi selon la source et le type de mine d'où provient le charbon conformément aux exigences suivantes:

a) lorsque le charbon provient d'une source située aux États-Unis, le facteur d'émission doit être sélectionné au tableau 5-1 prévu à QC.5.6;

b) lorsque le charbon provient d'une source située au Canada, le facteur d'émission doit être sélectionné au tableau 5-2 prévu à QC.5.6;

c) lorsque le charbon provient d'une source située à l'extérieur du Canada et des États-Unis, le facteur d'émission doit être celui déterminé au tableau 5-3 prévu à QC.5.6.

QC.5.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui entrepose du charbon doit déterminer la quantité totale de charbon achetée en utilisant l'une des méthodes suivantes:

1° à l'aide des factures d'achat de charbon;

2° en pesant le charbon 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.5.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

L'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées.

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

Tableau 5-1. Facteurs d'émission de CH_4 pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon provenant des États-Unis

(QC.5.3, 2, a)

Sources du charbon		Facteurs d'émission de CH ₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes /tonne métrique)	
États	Bassin Houiller	Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
Maryland, Ohio, Pennsylvanie, région nord de la Virginie- Occidentale	Région nord des Appalaches	0,6025	1,4048
Tennessee, région nord de la Virginie-Occidentale	Région centrale des Appalaches	0,2529	1,3892
Virginie	Région centrale des Appalaches	0,2529	4,0490
Région est du Kentucky	Région centrale des Appalaches	0,2529	0,6244
Alabama, Mississippi	Warrior	0,3122	2,7066
Illinois, Indiana, région ouest du Kentucky	Illinois	0,3465	0,6525
	Rocheuses (bassin de Piceance)	0,3372	1,9917
Arizona, Californie, Colorado, Nouveau- Mexique, Utah	Rocheuses (bassin de Uinta)	0,1623	1,0083
	Rocheuses (bassin de San Juan)	0,0749	1,0645
	Rocheuses (bassin de Green River)	0,3372	2,5068

	Rocheuses (bassin de Raton)	0,3372	1,2987
Montana, Dakota du Nord, Wyoming	Région nord des Grandes plaines	0,0562	0,1592
	Région intérieure occidentale (bassins Forest City et Cherokee)	0,3465	0,6525
Arkansas, Iowa, Kansas, Louisiane, Missouri, Oklahoma, Texas	Région intérieure occidentale (bassin d'Arkoma)	0,7555	3,3591
	Région intérieure occidentale (bassin de la côte du golfe du Mexique)	0,3372	1,2987
Alaska	Région du nord-ouest	0,0562	1,6233
Washington	Région du nord-ouest	0,0562	0,5900

Tableau 5-2. Facteurs d'émission de CH₄ pour les activités de post-extraction d'entreposage et de manutention du charbon au Canada

(QC.5.3, 2, b)

Source du charbon		Facteurs d'émission de CH ₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes/ tonne métrique)	
Province	Bassin houiller	Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
Colombie-Britannique	Comox	0,500	S. O.
	Crowness	0,169	S. O.
	Elk Valley	0,900	S. O.
	Peace River	0,361	S. O.
	Moyenne provinciale	0,521	S. O.
Alberta	Battle River	0,067	S. O.
	Cadomin-Luscar	0,709	S. O.
	Coalspur	0,314	S. O.
	Obed Mountain	0,238	S. O.
	Sheerness	0,048	S. O.
	Smokey River	0,125	0,067
	Wabamun	0,176	S. O.
	Moyenne provinciale	0,263	0,067
Saskatchewan	Estavan	0,055	S. O.
	Willow Bunch	0,053	S. O.

	Moyenne provinciale	0,054	S. O.
Nouveau-Brunswick	Moyenne provinciale	0,060	S. O.
Nouvelle-Écosse	Moyenne provinciale	S. O.	2,923

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, c)

Facteurs d'émission de CH ₄ selon le type de mine de charbon (mètres cubes/tonne métrique)	
Mine à ciel ouvert	Mine souterraine
0,279	1,472

QC.6. PRODUCTION D'HYDROGÈNE

QC.6.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'hydrogène.

QC.6.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

- 1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de production d'hydrogène, en tonnes métriques;
- 2° la consommation annuelle de matières premières par type de matières, y compris le coke de pétrole, soit:
 - a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
 - b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
 - c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;
 - d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles solides issus de la biomasse;
- 3° la production annuelle d'hydrogène, en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;
- 4° la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matière première;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

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

7° (*paragraphe abrogé*).

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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 5 du premier alinéa.

QC.6.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.6.3.1 et QC.6.3.2.

QC.6.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production d'hydrogène 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.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 pour lesquelles la quantité est exprimée en volume de gaz, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-1:

Équation 6-1

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

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 consommée dans le mois j , en milliers de mètres cubes aux conditions de référence ou en tonnes métriques lorsqu'un débitmètre massique est utilisé;

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 tonnes métriques par unité de temps, remplacer

$\frac{MM}{CVM}$ par 1;
 CVM

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

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

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

2° dans le cas des matières premières pour lesquelles la quantité est exprimée en volume de liquide, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-2:

Équation 6-2

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

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 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 tonnes métriques de carbone par kilolitre de matière première;

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

3° dans le cas des matières premières pour lesquelles la quantité est exprimée en masse, l'émetteur doit utiliser l'équation 6-3:

Équation 6-3

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

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 consommée dans le mois j , en tonnes métriques;

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.

QC.6.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui utilise la méthode de calcul prévue à QC.6.3.2 doit:

1° mesurer quotidiennement la consommation de matières premières;

2° déterminer la teneur en carbone selon l'une ou l'autre des méthodes suivantes:

a) en prélevant et analysant des échantillons de chaque type de matière première consommée pour en mesurer la teneur en carbone moyenne en utilisant les méthodes prévues au paragraphe 5, soit:

i. quotidiennement pour toutes les matières premières à l'exception du gaz naturel, en effectuant le prélèvement à un endroit permettant d'obtenir des échantillons représentatifs des matières premières consommées au cours du processus de production d'hydrogène;

ii. mensuellement lorsque le gaz naturel est utilisé comme matière première sans qu'il soit mélangé à une autre matière première avant la consommation;

b) en utilisant la teneur en carbone indiquée par le fournisseur du combustible;

3° déterminer quotidiennement la quantité d'hydrogène produite;

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

5° afin de mesurer la teneur en carbone moyenne de chaque type de matières premières, utiliser une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou l'une des méthodes d'analyse suivantes:

a) dans le cas des matières premières solides, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D2013/D2013M, intitulée «Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis», ASTM D2234/D2234M, intitulée «Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal», ASTM D3176, intitulée «Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke», ASTM D6609, intitulée «Standard Guide for Part-Stream Sampling of Coal», ASTM D6883, intitulée «Standard Practice for Manual Sampling of Stationary Coal from Railroad Cars, Barges, Trucks, or Stockpiles», ou ASTM D7430, intitulée «Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal»;

b) dans le cas des matières premières liquides, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D2597, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Demethanized Hydrocarbon Liquid Mixtures Containing Nitrogen and Carbon Dioxide by Gas Chromatography», ASTM D4057, intitulée «Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products», ASTM D4177, intitulée «Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products», ISO 3170, intitulée «Produits pétroliers liquides -- Échantillonnage manuel», ou ISO 3171, intitulée «Produits pétroliers liquides -- Échantillonnage automatique en oléoduc»;

c) dans le cas des matières premières gazeuses, conformément à la plus récente version de la norme UOP539, intitulée «Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography», ou GPA 2261, intitulée «Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography».

QC.6.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans le présent protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou la masse moléculaire, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 6-4

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.6.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières ou la production d'hydrogène, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.7. PRODUCTION DE FER ET D'ACIER

QC.7.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de première fusion de fer et d'acier, les procédés de seconde fusion d'acier, les procédés de production de fer, les procédés de production de coke métallurgique et les procédés de cuisson des boulettes de concentré.

QC.7.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° pour tous les types de procédé:

a) (sous-paragraphe abrogé);

b) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2° dans le cas de la production de coke métallurgique:

a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de charbon à coke utilisé pour la production de coke métallurgique, en tonnes métriques;

c) (sous-paragraphe abrogé);

d) (sous-paragraphe abrogé);

e) la production annuelle de coke métallurgique, en tonnes métriques;

f) la quantité de gaz de cokerie transférés au cours de l'année hors de l'établissement, en tonnes métriques;

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;

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

*h) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières nécessaires à la production de coke métallurgique et des matières dérivées de celles-ci visées aux sous-paragraphe *b* à *g.1*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières;*

h.1) les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:

i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;

ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);

3° 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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *g* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières et de produits;

i) les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:

i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;

ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);

4° 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 carbonée qui entre dans la production d'aggloméré, en tonnes métriques;

c) la consommation annuelle de chaque matière première utilisée pour la production d'aggloméré, autre que les matières carbonées contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, 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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *e* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières et de produits;

g) les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:

i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;

ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);

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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *j* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières ou de produits;
 - k)* les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:
 - i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;
 - ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);
- 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 ou du procédé de dégazage sous vide 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 moyenne annuelle de l'acier liquide introduit avant la décarburation, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide;
 - d)* la teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *f* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières ou de produits;

h) les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:

- i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;
- ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);

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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *g* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières et de produits;

i) les facteurs d'émission de CH₄, selon le cas:

- i. déterminés par l'émetteur, incluant les méthodes d'estimation de ces facteurs ayant été utilisées;
- ii. indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC);

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, pour chaque type de boulettes, 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 moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *d* et *f* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières et de produits;
- f) les quantités annuelles de chaque matière première consommée, autre que les boulettes non cuites, en tonnes métriques;
- g) (*sous-paragraphe abrogé*);

9.1° dans le cas de l'utilisation d'un four-poche:

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation du four-poche, en tonnes métriques;
- b) la quantité annuelle d'acier liquide alimentant le four-poche, en tonnes métriques;
- c) la consommation annuelle de chaque additif contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;
- d) la consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;
- e) la production annuelle d'acier, en tonnes métriques;
- f) la quantité de laitier produit, en tonnes métriques;
- g) la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;
- h) la quantité annuelle d'autres résidus que ceux visés au sous-paragraphe *g* produits, en tonnes métriques;
- i) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *h* contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières ou de produits;

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

11° (*paragraphe abrogé*);

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

13° la quantité annuelle d'acier forgé produit, soit la quantité d'acier, sous forme de lingot, étant amenée à l'opération de forgeage, en excluant du poids initial du lingot le poids de la partie d'acier coupée lorsque la tête du lingot est préalablement coupée avant le forgeage, en tonnes métriques;

14° la quantité annuelle de brames, de billettes ou de lingots d'acier produits à l'aciérie, en tonnes métriques.

Le sous-paragraphe *h* du paragraphe 2, le sous-paragraphe *h* du paragraphe 3, le sous-paragraphe *f* du paragraphe 4, le sous-paragraphe *j* du paragraphe 5, les sous-paragraphes *c*, *d* et *f* du paragraphe 6, le sous-paragraphe *g* du paragraphe 7, le sous-paragraphe *h* du paragraphe 8 et le sous-paragraphe *e* du paragraphe 9 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.

Le sous-paragraphe *h.1* du paragraphe 2, le sous-paragraphe *i* du paragraphe 3, le sous-paragraphe *g* du paragraphe 4, le sous-paragraphe *k* du paragraphe 5, le sous-paragraphe *g* du paragraphe 6, le sous-paragraphe *h* du paragraphe 7, le sous-paragraphe *i* du paragraphe 8, le sous-paragraphe *e* du paragraphe 9 et le sous-paragraphe *i* du paragraphe 9.1 du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CH₄ 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions de CO₂ visées aux sous-paragraphe *a* des paragraphes 2 à 9 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions de CH₄ visées aux sous-paragraphe *a* des paragraphes 2 à 9 du premier alinéa.

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 à 9 selon le procédé utilisé, soit:

1° 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

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

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 attribuables à la production de coke métallurgique, calculées conformément à l'équation 7-2, en tonnes métriques;

CO_{2, CO} = Émissions annuelles de CO₂ 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 ou au procédé de dégazage sous vide, 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;

$CO_{2, FP}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation d'un four-poche, calculées conformément à l'équation 7-9.1, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle du sous-produit i des fours de cokerie transférés 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° dans le cas de la production d'acier par convertisseur à oxygène, selon l'équation 7-3:

Équation 7-3

$$CO_{2,CO} = \left[\begin{aligned} &(FL \times TC_{FL}) + (AR \times TC_{AR}) + \sum_{i=1}^n (AF_i \times TC_{AF,i}) + \sum_{j=1}^m (MC_j \times TC_{MC,j}) \\ &- (AL \times TC_{AL}) - (LA \times TC_{LA}) - (GCO \times TC_{GCO}) - (R \times TC_R) \end{aligned} \right] \times 3,664$$

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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle de l'acier recyclé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier recyclé;

n = Nombre d'agents de flux;

i = Type d'agent de flux;

AF_i = Quantité annuelle de l'agent de flux *i* utilisé, en tonnes métriques;

$TC_{AF,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'agent de flux *i*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'agent de flux;

m = Nombre de matières carbonées contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé;

j = Type de matière carbonée;

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

$TC_{MC,j}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de la matière carbonée *j*, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du laitier ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO₂ 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 matière première carbonée i contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MC, i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de la matière première carbonée i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première 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, et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_{MPj} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la matière première j , autre que les matières premières carbonées, nécessaire à la production d'aggloméré et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière première j ;

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

TC_{AGGL} = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 dans le cas de la production d'acier à l'aide de four à arc électrique, selon l'équation 7-5:

Équation 7-5

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

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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle de l'acier recyclé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier recyclé;

m = Nombre d'agents de flux;

j = Type d'agent de flux;

AF_j = Quantité annuelle de l'agent de flux j utilisé, en tonnes métriques;

TC_{AF_j} = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'agent de flux j 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 moyenne annuelle 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 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MC,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du laitier ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 ou du procédé de dégazage sous vide, selon l'équation 7-6:

Équation 7-6

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

Où:

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

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

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

$TC_{AL,out}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'acier liquide après la décarburation ou le dégazage, 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle 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 et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MP, i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MP, i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de la matière première i , autre que les matières carbonées et le minerai contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, 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 ou 7-9.01:

Équation 7-9

$$CO_{2, CB} = \frac{(BNC \times TC_{BNC}) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R)}{1} \times 3,664$$

Où:

$CO_{2, CB}$ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de cuisson des boulettes de concentré, en tonnes métriques;

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

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

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

TC_{BC} = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

Équation 7-9.01

$$CO_{2,CB} = \left[\sum_j^n (AD_j \times TC_{ADj}) + (CON \times TC_{CON}) - (BC \times TC_{BC}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où:

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

n = Nombre d'additifs;

j = Type d'additif, tel que la pierre à chaux, la dolomie ou la bentonite;

AD_j = Consommation annuelle d'additif j , en tonnes métriques;

TC_{AD_j} = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'additif j , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'additif;

CON = Consommation annuelle de concentré, en tonnes métriques;

TC_{CON} = Teneur en carbone moyenne annuelle du concentré, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de concentré;

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

TC_{BC} = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

10° dans le cas de l'utilisation d'un four-poche, selon l'équation 7-9.1:

Équation 7-9.1

$$CO_{2,FP} = \left[\begin{aligned} & (ALe \times TC_{ALe}) + \sum_{j=1}^m (AD_j \times TC_{AD,j}) + (EC \times TC_{EC}) \\ & - (ALS \times TC_{ALS}) - (LA \times TC_{LA}) - (R \times TC_R) - (RS \times TC_{RS}) \end{aligned} \right] \times 3,664$$

Où:

$CO_{2, FP}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation d'un four-poche, en tonnes métriques;

ALe = Quantité annuelle d'acier liquide alimentant le four-poche, en tonnes métriques;

TC_{Ale} = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'acier liquide alimentant le four-poche, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier liquide;

m = Nombre d'additifs;

j = Additif;

AD_j = Consommation annuelle de l'additif j qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_{ADj} = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'additif j qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'additif j ;

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

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

ALs = Production annuelle d'acier liquide en fusion produit au four-poche, en tonnes métriques;

TC_{ALs} = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du laitier ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

Rs = Quantité annuelle d'autres résidus produits, en tonnes métriques;

TC_{Rs} = Teneur en carbone moyenne annuelle des autres résidus produits ou une valeur par défaut de 0, 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 CH_4

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CH_4 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 à QC.7.4.3.

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.1.4.5.

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.7.4.3. Calcul par facteurs d'émission publiés

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux procédés de première fusion de fer et d'acier, au procédé de seconde fusion d'acier, au procédé de production de fer, au procédé de production de coke métallurgique et au procédé de cuisson des boulettes de concentré peuvent être calculées à l'aide de facteurs d'émission indiqués aux tableaux 1-1 à 1-8 prévus à QC.1.7. Si aucun facteur n'est indiqué à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur déterminé par Environnement Canada, la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

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

QC.7.5.1. Teneur en carbone des matériaux autres que l'acier recyclé

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.7.3.2 est utilisée, 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, pour les matières contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, utiliser les données indiquées par le fournisseur ou déterminer la teneur en carbone en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs par année selon une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou 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 plus récente version de la norme ASTM C25, 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 plus récente version de la norme ASTM D5373, 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 plus récente version de la norme ASTM D7582, 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 plus récente version de la norme ASTM E1019, 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 plus récente version de la norme ASM CS-104 UNS G10460, intitulée «Carbon Steel of Medium Carbon Content» et publiée par ASM International;

b) la plus récente version de la norme ISO/TR 15349-1, 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 plus récente version de la norme ISO/TR 15349-3, 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 plus récente version de la norme ASTM E415, 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 plus récente version de la norme ASTM E1915, intitulée «Standard Test Methods for Analysis of Metal Bearing Ores and Related Materials for Carbon, Sulfur, and Acid-Base Characteristics»;

8° dans le cas du laitier et des résidus en provenance du système antipollution, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou utiliser une valeur par défaut de 0.

QC.7.5.2. Teneur en carbone de l'acier recyclé

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.7.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du fer ou de l'acier doit utiliser les données indiquées par le fournisseur ou déterminer la teneur en carbone en utilisant la méthode suivante:

1° séparer l'acier recyclé en différentes classes selon la teneur en carbone;

2° pour chacune des classes, déterminer la teneur en carbone en analysant un minimum de 5 échantillons représentatifs conformément à la plus récente version de la norme ASTM E1019, 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», ou ASTM E415, intitulée «Standard Test Method for Atomic Emission Vacuum Spectrometric Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel», ou conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° calculer la teneur en carbone typique de chaque classe d'acier recyclé en faisant la moyenne arithmétique des teneurs mesurées pour chaque classe en rejetant la valeur supérieure et la valeur inférieure;

4° calculer la teneur en carbone moyenne de l'acier recyclé selon l'équation 7-9.2:

Équation 7-9.2

$$TC_{AR} = \frac{\sum_{i=1}^n TC_{ARC,i} \times ARC_i}{\sum_{i=1}^n ARC_i}$$

Où:

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

n = Nombre de classes d'acier recyclé;

i = Classe d'acier recyclé;

$TC_{ARC,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'acier recyclé, de classe i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'acier recyclé;

ARC_i = Consommation annuelle d'acier recyclé de classe i , en tonnes métriques.

QC.7.5.3. Consommation de matières et de sous-produits

L'émetteur doit déterminer les quantités de matières solides, liquides et gazeuses et les quantités de sous-produits utilisés ou issus de tous les procédés visés à QC.7.1 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**

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans le présent protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou une donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 7-10

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.7.5;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de chaque matière première qui contient du carbone, la consommation d'acier recyclé, la consommation annuelle de fer liquide, la consommation de charbon à coke, la consommation d'agent de flux, la consommation de boulettes de fer obtenues par réduction directe, la consommation d'électrodes de carbone, la consommation de minerai, la quantité de laitier produit, la consommation de boulettes non cuites, la production de boulettes cuites, la production de gaz de cokerie, la production de coke métallurgique, la quantité de résidus en provenance du système antipollution, les quantités des autres sous-produits de fours à coke, la quantité d'acier traité ou produit, la quantité de gaz des convertisseurs à oxygène transférés, la production d'aggloméré, la production de fer ou la quantité de sous-produits non métalliques, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.8. PRODUCTION DE CHAUX

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.

QC.8.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de production de chaque type de chaux, en tonnes métriques;

3° pour chaque type de chaux produite:

a) les facteurs d'émission mensuels de CO₂, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de chaux;

b) la production annuelle de chaque type de chaux, en tonnes métriques;

c) (*sous-paragraphe abrogé*);

d) (*sous-paragraphe abrogé*);

4° pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus:

a) les facteurs d'émission trimestriels, en tonnes métriques de CO₂ par tonne métrique de sous-produits calcinés ou de résidus;

b) les productions annuelles des sous-produits calcinés et des résidus générés, en tonnes métriques;

c) (sous-paragraphe abrogé);

d) (sous-paragraphe abrogé);

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

5° (paragraphe abrogé);

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation de tous les équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

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

8° (paragraphe abrogé).

Les sous-paragraphe *a* des paragraphes 3 et 4 du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 6 du premier alinéa.

QC.8.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de fours de calcination, autres que celles attribuables à la combustion, doivent être calculées conformément à l'une des 2 méthodes de calcul prévues à QC.8.3.1 et QC.8.3.2.

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans tous les fours doivent être calculées conformément à QC.8.3.3

QC.8.3.1. 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.8.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation des fours doivent être calculées, pour chaque type de chaux, selon les équations 8-1 à 8-3:

Équation 8-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} [C \times FE_c]_i + \sum_{x=1}^4 \sum_{y=1}^z [SPC \times FE_{SPC}]_{x,y}$$

Où:

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

i = Mois;

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;

Équation 8-2

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

Où:

FE_C = Facteur d'émission de CO_2 mensuel de la chaux, en tonnes métriques de CO_2 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 CO_2 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 CO_2 par rapport à l'oxyde de magnésium;

Équation 8-3

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

Où:

FE_{SPC} = Facteur d'émission de CO_2 trimestriel des sous-produits calcinés et des résidus, en tonnes métriques de CO_2 par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

CaO_{SPC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de calcium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de calcium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

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

MgO_{SPC} = Teneur trimestrielle d'oxyde de magnésium dans les sous-produits calcinés et les résidus, en tonnes métriques d'oxyde de magnésium par tonne métrique de sous-produits calcinés et de résidus;

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

QC.8.3.3. Calcul des émissions attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours

Les émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours doivent être calculées et déclarées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.1. Dans le cas où la consommation de biocombustibles purs, c'est-à-dire constitués d'une même substance pour au moins 97% de leur poids, n'a lieu que durant les périodes de mise en marche, d'arrêt ou de mauvais fonctionnement des appareils ou des équipements, l'émetteur peut calculer les émissions de CO_2 selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1.

QC.8.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de la chaux et qui utilise la méthode prévue à QC.8.3.2 doit:

1° prélever au moins un échantillon mensuellement pour chaque type de chaux produite dans le mois et déterminer les teneurs mensuelles d'oxyde de calcium et d'oxyde de magnésium présentes dans chaque type de chaux conformément à la plus récente version de la norme ASTM C25, intitulée «Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime», à la dernière révision du document intitulé « CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry» et publié par la National Lime Association ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

2° prélever au moins un échantillon trimestriellement pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus générés dans le trimestre et déterminer les teneurs trimestrielles d'oxyde de calcium et d'oxyde de magnésium présentes dans chaque type de sous-produits calcinés et de résidus conformément aux normes prévues au paragraphe 1;

3° effectuer mensuellement une estimation de la quantité de chaux produite et vendue en employant les données de vente pour chaque type de chaux, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks au début et à la fin d'une période maximale d'un an pour chaque type de chaux;

4° effectuer trimestriellement une estimation de la quantité de sous-produits calcinés et de résidus vendus en employant les données de vente pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus, cette quantité devant être ajustée pour tenir compte de la différence entre les stocks au début et à la fin d'une période maximale d'un an pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus;

5° déterminer au moins trimestriellement la quantité de sous-produits calcinés et de résidus non vendus pour chaque type de sous-produits calcinés et de résidus, en employant les données de vente ou en calculant le taux de production des sous-produits calcinés et des résidus par rapport à la production de chaux;

6° suivre les procédures d'assurance qualité et de contrôle de la qualité prévues dans la dernière révision du document intitulé « CO_2 Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry» et publié par la National Lime Association.

QC.8.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans le présent protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur d'oxyde de calcium ou la teneur d'oxyde de magnésium, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 8-4

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.8.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la production de chaux ou la production des sous-produits calcinés et des résidus générés, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.9. RAFFINERIE DE PÉTROLE

QC.9.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'essence, d'hydrocarbures aromatiques, de kérosène, de mazout de chauffage, de mazout lourd, de lubrifiants, de bitume ou d'autres produits obtenus par distillation du pétrole ou par redistillation, craquage, réarrangement ou reformage de dérivés de pétrole non finis.

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.

QC.9.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz de raffinerie, de flexigaz ou de gaz associés, calculées et déclarées conformément à QC.2, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.9.3.1, en tonnes métriques;

2.1° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées conformément à QC.9.3.1, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé, calculées conformément à QC.9.3.2, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux, calculées conformément à QC.9.3.3, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de CO₂ issues des unités de récupération de soufre, calculées conformément à QC.9.3.4, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion qui ne sont pas visées aux paragraphes 1 et 7, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

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

7° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des torches et autres équipements antipollution, calculées conformément à QC.9.3.5, en tonnes métriques;

8° les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs de stockage, calculées conformément à QC.9.3.6, en tonnes métriques;

9° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, calculées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques;

10° les émissions annuelles de CH₄ issues des séparateurs huile-eau, calculées conformément à QC.9.3.8, en tonnes métriques;

11° les émissions annuelles de CH₄ provenant des émissions fugitives des composantes d'équipements, calculées conformément à QC.9.3.9, en tonnes métriques;

12° la consommation annuelle de chaque type de matière première qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, incluant le coke de pétrole, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) *(sous-paragraphe remplacé);*

13° la consommation annuelle de chaque type de combustible qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) *(sous-paragraphe remplacé);*

14° les émissions annuelles de CO₂ provenant de la calcination du coke, calculées conformément à QC.9.3.10, en tonnes métriques;

14.1° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O provenant de la calcination du coke, calculées conformément à QC.9.3.10, en tonnes métriques;

15° les émissions annuelles de CH₄ provenant des réseaux de purge, calculées conformément à QC.9.3.11, en tonnes métriques;

16° les émissions annuelles de CH₄ provenant des opérations de chargement, calculées conformément à QC.9.3.12, en tonnes métriques;

17° les émissions annuelles de CH₄ provenant de la cokéfaction différée, calculées conformément à QC.9.3.13, 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° *(paragraphe abrogé);*

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

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

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 2, 5, 6.1 et 14 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 1 et 6 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 2.1, 3, 4, 7 à 11, 14.1 et 15 à 17 du premier alinéa.

QC.9.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'exploitation d'une raffinerie de pétrole doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.9.3.1 à QC.9.3.13.

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

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 moyenne de coke brûlé durant l'heure j , calculée conformément à l'équation 9-2 ou déterminée par l'émetteur, en tonnes métriques;

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

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

Équation 9-2

$$CB_j = \left(K_1 Q_r \times (\%CO_2 + \%CO) + K_2 Q_a - K_3 Q_r \times \left(\frac{\%CO}{2} + \%CO_2 + \%O_2 \right) + K_3 Q_{oxy} \times \%O_{2,oxy} \right) \times 0,001$$

Où:

CB_j = Consommation horaire de coke brûlé, en tonnes métriques;

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;

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

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

$$CO_2 = \sum_{j=1}^n \left[Q_r \times \left(\frac{\%CO_2 + \%CO}{100\%} \right) \times 60 \right]_j \times \frac{44}{CVM} \times 0,001$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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;

% 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, ou dans le cas où il n'y a aucun appareil de postcombustion, un pourcentage de 0;

60 = Facteur de conversion des minutes en heures;

44 = Masse moléculaire du CO_2 , 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° dans le cas des procédés de régénération périodique de catalyseurs, selon l'équation 9-4:

Équation 9-4

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 tonnes métriques par cycle de régénération i ;

TC = Teneur en carbone du coke brûlé, mesurée ou estimée 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 CO_2 par rapport au carbone;

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:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 catalyseur usé;

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

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 CO_2 par rapport au carbone.

4° les émissions CH_4 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:

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 provenant de la régénération de catalyseurs, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 provenant de la régénération de catalyseurs, calculées selon l'équation 9-1, 9-3.1 ou 9-4, 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 97 kg par gigajoule;

5° les émissions N_2O 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:

N_2O = Émissions annuelles de N_2O provenant de la régénération de catalyseurs, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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;

QC.9.3.2. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé, autres que les émissions inhérentes au procédé, doivent être calculées selon l'équation 9-6, 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 :

Équation 9-6

$$E_x = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left[DE_i \times F_{x,j} \times \frac{MM_x}{CVM} \times VT_i \times 0,001 \right]_j$$

Où:

E_x = Émissions annuelles de gaz x issues des événements des équipements de procédé, en tonnes métriques;

x = CO₂, CH₄ ou N₂O;

m = Nombre total d'événements;

j = Événement;

n = Nombre de périodes de ventilation effectuées au cours de l'année;

i = Ventilation;

DE_i = Débit de l'événement j pour la ventilation i , en mètres cubes aux conditions de référence par unité de temps;

F_{xi} = Fraction molaire de x dans le courant gazeux de l'événement j au cours de la ventilation i , en kilomoles de x par kilomole de gaz;

MM_x = Masse moléculaire de x , en kilogrammes par kilomole, ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit en kilogrammes par unité de temps, remplacer

$$\left| \frac{MM_x}{CVM} \right| \text{ par } 1$$

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

VT_i = Durée de la ventilation i de l'événement j , en utilisant les mêmes unités de temps que pour DE_i ;

0,001 = Facteur de conversion des kilogramme en tonnes métriques.

QC.9.3.3. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux procédés de soufflage de produits bitumineux

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ 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:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux opérations non contrôlées de soufflage de produits bitumineux, en tonnes métriques;

Q_{PB} = Quantité 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.

QC.9.3.4. Calcul des émissions de CO₂ issues des unités de récupération de soufre

Les émissions annuelles de CO₂ issues des unités de récupération de soufre doivent être calculées selon l'équation 9-9:

Équation 9-9

$$CO_2 = DV \times \frac{MM_{CO_2}}{CVM} \times FM \times 0,001$$

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ issues des unités de récupération de soufre, en tonnes métriques;

DV = Débit volumétrique annuel du gaz acide envoyé vers les unités de récupération de soufre, en mètres cubes aux conditions de référence;

MM_{CO₂} = Masse moléculaire du CO₂ de 44 kg par kilomole ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit des gaz envoyés en kilogrammes par année, remplacer

$$\frac{MM_{CO_2}}{CVM} \text{ par } 1$$

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

FM = Fraction moléculaire de CO₂ dans le gaz acide envoyé vers les unités de récupération de soufre, obtenue par un échantillonnage à la source et une analyse effectués annuellement, en pourcentage exprimé sous la forme décimale, ou un facteur de 20%, soit 0,20;

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

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

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion des hydrocarbures aux torches, 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 dirigé à la torche pendant la période de mesure p, en milliers de 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

$$\frac{\overline{MM_p}}{\overline{CVM}} \text{ par } 1$$

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 m³ 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;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

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 des hydrocarbures aux torches, 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 dirigé à la torche pendant la période de mesure p , en milliers de 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 millier de mètres cubes;

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

$$Torche_p = Torche_p (kg) \times \frac{CVM}{MM_p} \times 0,001$$

Où:

$Torche_p$ = Volume du gaz dirigé à la torche pendant la période de mesure p , en milliers de 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;

0,001 = Facteur de conversion des mètres cubes en milliers de mètres cubes;

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 CO_2 doivent être calculées selon l'équation 9-13:

Équation 9-13

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

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la combustion d'un hydrocarbure à la torche lors des démarrages, des arrêts et des défauts, en tonnes métriques;

n = Nombre annuel de démarrages, d'arrêts et de défauts;

p = Période de démarrage, d'arrêt ou de défaut;

$(Torche_{DAD})_p$ = Volume du gaz dirigé à la torche par période p de démarrage, d'arrêt et de défaut, en milliers de 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 $24,06 \text{ m}^3$ 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 CO_2 par rapport au carbone;

$0,98$ = Efficacité de la torche;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

4° les émissions de CH_4 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 CH_4 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_{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 CO_2 doivent être calculées selon l'équation 9-16:

Équation 9-16

$$CO_2 = \sum_{p=1}^n \left(VG_p \times TC_p \times \frac{MM_p}{CVM} \right) \times 3,664 \times 1$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 milliers de 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 p , en kilogrammes par kilomole, ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit du gaz p en kilogrammes, remplacer

$$\frac{MM_p}{CVM} \text{ par } 1$$

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

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

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes.

QC.9.3.6. Calcul des émissions de CH_4 provenant des réservoirs de stockage

Les émissions de CH_4 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 CH_4 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 CH_4 en phase vapeur est égale ou supérieure à 0,5% en volume, les émissions de CH_4 doivent être calculées selon les méthodes suivantes:

a) lorsque la composition en CH_4 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

$$CH_4 = Q_{pb} \times 6,29 \times 10^{-7}$$

Où:

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 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 kilolitres;

$6,29 \times 10^{-7}$ = Facteur d'émission par défaut pour les réservoirs de stockage, en tonnes métriques de CH_4 par kilolitre;

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

$$CH_4 = (2,57 \times 10^{-5}) \times Q_m \times \Delta P \times FM_{CH_4} \times \frac{16}{CVM} \times 1$$

Où:

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 provenant des réservoirs de stockage, en tonnes métriques;

$2,57 \times 10^{-5}$ = Facteur de corrélation de l'équation, en milliers de mètres cubes aux conditions de référence par kilolitre par kilopascal;

Q_{nt} = Quantité annuelle de pétrole brut non traité, en kilolitres;

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 CH_4 , en kilogrammes par kilomole;

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

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes.

QC.9.3.7. Calcul des émissions de CH_4 et de N_2O 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 CH_4 , 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:

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;

DCO_{moy} = Moyenne trimestrielle de la demande chimique en oxygène 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 chimique 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;

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'hydrorafinage, 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 CO_2 par rapport au carbone;

2° les émissions annuelles de CH_4 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:

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables à la calcination du coke, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 provenant de la calcination du coke, calculées selon l'équation 9-1, en tonnes métriques;

FE_{CH_4} = Facteur d'émission de CH_4 déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de $2,8 \times 10^{-3}$ kg par gigajoule;

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

3° les émissions annuelles de N_2O 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:

N_2O = Émissions annuelles de N_2O attribuables à la calcination du coke, en tonnes métriques;

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la calcination du coke, 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.

QC.9.3.11. Réseaux de purge non contrôlés

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 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.

QC.9.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.9.4.1. Régénération de catalyseurs

Dans le cas de la régénération de catalyseurs, l'émetteur doit:

1° dans le cas des unités de craquage catalytique à lit fluidisé et des unités de cokéfaction fluide:

- a) mesurer la concentration quotidienne d'oxygène dans l'entrée de courant d'air enrichi en oxygène au régénérateur;
- b) mesurer le débit volumétrique d'air et d'air enrichi d'oxygène entrant dans le régénérateur, en continu;
- c) mesurer en continu ou hebdomadairement la concentration de CO_2 , de monoxyde de carbone et d'oxygène dans les gaz d'échappement du régénérateur;
- d) lorsque l'équation 9-1 est utilisée mesurer la teneur en carbone quotidienne du coke brûlé;
- e) comptabiliser le nombre d'heures d'exploitation;

2° dans le cas de la régénération périodique de catalyseurs:

- a) mesurer la quantité de catalyseurs régénérés à chaque cycle de régénération;
- b) mesurer la teneur en carbone des catalyseurs, avant et après la régénération;

3° dans le cas de la régénération continue de catalyseurs utilisés pour d'autres opérations que le craquage catalytique à lit fluidisé et la cokéfaction fluide:

- a) mesurer le taux horaire de régénération de catalyseurs;
- b) mesurer la teneur en carbone des catalyseurs, avant et après la régénération;
- c) comptabiliser le nombre d'heures d'exploitation.

Les données mesurées quotidiennement ou hebdomadairement peuvent être utilisées pour déterminer les données exprimées en minutes ou en heures nécessaires aux différentes équations.

QC.9.4.2. Événements d'équipements de procédé

Dans le cas des événements d'équipements de procédé, l'émetteur doit, pour chaque événement lié au procédé, mesurer les paramètres suivants:

- 1° le débit de chaque ventilation;
- 2° la fraction molaire de CO_2 , de CH_4 et de N_2O dans le courant gazeux de l'événement durant chaque ventilation;
- 3° la durée de chaque ventilation.

QC.9.4.3. Soufflage de produits bitumineux

Dans le cas du soufflage de produits bitumineux, l'émetteur doit mesurer la quantité de produits bitumineux soufflés.

QC.9.4.4. Récupération de soufre

Dans le cas de la récupération de soufre, l'émetteur doit mesurer le débit volumétrique de gaz acide vers les unités de récupération de soufre.

Lorsque l'émetteur utilise une valeur de fraction moléculaire spécifique à la source au lieu du facteur par défaut, il doit mesurer annuellement la teneur en CO₂ dans le gaz acide envoyé vers les unités de récupération de soufre.

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 les équations 9-10 ou 9-13, mesurer quotidiennement les paramètres permettant de déterminer la teneur en carbone du gaz de torche;

3° lorsqu'il utilise l'équation 9-11, 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.

QC.9.4.8. Séparateurs huile-eau

Dans le cas des séparateurs huile-eau, l'émetteur doit mesurer le volume quotidien d'eaux usées traitées par les séparateurs huile-eau.

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 plus récente version de la norme ASTM D3176, intitulée «Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke»;
- 2° la plus récente version de la norme ASTM D5291, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants»;
- 3° la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal»;
- 4° toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

QC.9.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la masse moléculaire, la fraction molaire, la fraction moléculaire, le pouvoir calorifique supérieur, la concentration en CO₂, la concentration en CO, la concentration en O₂, la température, la pression, la teneur en azote ou la demande biochimique en oxygène, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 9-28

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ERéel} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.9.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de coke brûlé, le débit volumétrique de gaz, le volume de gaz, le nombre d'heures d'opération, la quantité de produits bitumineux soufflés, la quantité de pétrole brut et de produits intermédiaires, la quantité d'eau traitée, la quantité de coke, la quantité de poussières de coke ou le nombre d'ouverture des réacteurs de l'unité de cokéfaction, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.9.6. Tableaux

Tableau 9-1. Bilan de matière de coke brûlé et facteurs de conversion

(QC.9.3.1, 1)

Facteurs de conversion	(kg min) / (h m ³ (base sèche) %)
K ₁	0,2982
K ₂	2,0880
K ₃	0,0994

Tableau 9-2. (Abrogé)

Tableau 9-3. Facteurs de conversion en CH₄ selon le type de procédé industriel de traitement des eaux

(QC.9.3.7, 1)

Type de traitement, de décharge ou de système	Facteur de conversion en CH ₄ (FCM)	Portée
Sans traitement		
Rejet en mer, dans une rivière ou dans un lac ⁽¹⁾	0,1	0 - 0,2
Avec traitement		
Usine de traitement aérobie	0	0 - 0,1
Usine de traitement aérobie surchargée	0,3	0,2 - 0,4
Digesteur anaérobie pour les boues ⁽²⁾	0,8	0,8 - 1,0
Réacteur anaérobie ⁽²⁾	0,8	0,8 - 1,0
Lagune anaérobie de moins de 2 m de profondeur	0,2	0 - 0,3
Lagune anaérobie de 2 m ou plus de profondeur	0,8	0,8 - 1,0
Pour obtenir la capacité de génération (B) de CH ₄ en kilogrammes de CH ₄ par kilogramme de demande chimique en oxygène (DCO), l'émetteur doit par défaut utiliser le facteur d'émission de 0,25 kg de CH ₄ par kilogramme de DCO.		
Le facteur d'émission de N ₂ O des eaux usées rejetées (FE _{N2O}) est de 0,005 kg N ₂ O-N par kilogramme d'azote.		
FCM = facteur de conversion en CH ₄ (la proportion de déchets traités par anaérobie).		
(1) Le fait que les rivières à charge organique élevée peuvent devenir anaérobiques n'est pas pris en compte.		
(2) La récupération du CH ₄ n'est pas prise en compte.		

Tableau 9-4. Facteurs d'émission pour les séparateurs huile-eau

(QC.9.3.8)

Type de séparateur	Facteur d'émission ($FE_{\text{sép}}$) ^a kg HAM/m ³ eaux usées traitées
Par gravité - non couvert	1,11e-01
Par gravité - couvert	3,30e-03
Par gravité - couvert et lié à l'appareil antipollution	0
FAD ^b de FAF ^c - non couvert	4,00e-03 ^d
FAD ou FAF - couvert	1,20e-04 ^d
FAD ou FAF - couvert et lié à l'appareil antipollution	0

a Les facteurs d'émission ne comprennent pas le méthane

b FAD = type de flottaison par air dissous

c FAF = type de flottaison par air forcé

d Pour ces types de séparateurs, les facteurs d'émission s'appliquent lorsque ces séparateurs sont installés comme système de traitement secondaire.

Tableau 9-5. (Abrogé)

QC.10. FABRIQUE DE PÂTES ET PAPIERS

QC.10.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la fabrication de produits de pâtes et papiers.

QC.10.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements 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 et déclarées 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 et déclarées 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 et déclarées 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 et déclarées conformément à QC.16, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

5° la consommation annuelle de composés type «carbonate», en tonnes métriques;

6° la production annuelle de liqueur usée de cuisson, en tonnes métriques;

7° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement anaérobie des eaux usées, calculées et déclarées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques;

8° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.10.5 ont été utilisées;

9° (*paragraphe abrogé*);

10° la production annuelle de chaque produit de pâtes et papiers fabriqué, en tonnes métriques de produits vendables séchés à l'air à 10% d'humidité.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 3 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 2, 3.1 et 4 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions visées au paragraphe 7 du premier alinéa.

QC.10.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Pour les calculs des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de la liqueur usée de cuisson, le pouvoir calorifique supérieur ou la teneur en carbone doit être déterminé par l'émetteur conformément à QC.10.4.

QC.10.3.1. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de 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.

QC.10.3.2. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la 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.

QC.10.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une fabrique de pâtes et papiers doit:

1° déterminer annuellement la quantité de liqueur usée de cuisson produite selon l'une des méthodes suivantes:

a) en la mesurant conformément à la plus récente version de 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 des données mensuelles recueillies par un équipement de mesure installé sur la ligne de procédé;

c) en la déterminant à l'aide de l'équation 1-8;

d) conformément à toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

1.1° déterminer le pouvoir calorifique supérieur de la liqueur usée de cuisson conformément à la plus récente version de la norme TAPPI T 684 om-11, intitulée «Gross heating value of black liquor», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

2° mesurer la teneur en carbone mensuelle de la liqueur usée de cuisson conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou ASTM 5291, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricant», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° (*paragraphe abrogé*);

4° (*paragraphe abrogé*).

QC.10.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) 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, il doit utiliser la valeur par défaut de 1,0;

b) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou le pouvoir calorifique supérieur, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 10-1

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ER\acute{e}quis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ER\acute{e}quis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.10.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la quantité de liqueur de cuisson, le débit massique de liqueur de cuisson, la production annuelle de chaque produit de pâtes et papiers fabriqué ou la quantité de carbonate, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.11. PRODUCTION DE CARBONATE DE SODIUM

QC.11.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production de carbonate de sodium par la calcination de minerai de trona ou de sesquicarbonate de sodium ainsi que les procédés utilisant une matière première liquide alcaline produisant du CO₂.

QC.11.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂ issues de la production de carbonate de sodium, calculées conformément à QC.11.3, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans les fours de calcination, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° les consommations annuelles de minerai de trona, de sesquicarbonate de sodium ou de matière première liquide alcaline, en tonnes métriques;

4° la production annuelle de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

4.1° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.11.5 ont été utilisées;

4.2° (*paragraphe abrogé*);

5° (*paragraphe abrogé*);

6° (*paragraphe abrogé*);

7° (*paragraphe abrogé*);

8° (*paragraphe abrogé*);

9° (*paragraphe abrogé*).

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa.

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.11.3.4.

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:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux procédés de production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

i = Mois;

TCI_{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

$$CO_2 = \sum_{i=1}^{12} (TCI_{CS} \times CS)_i \times 0,138$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

i = Mois;

TCI_{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 CO_2 utilisant un facteur d'émission spécifique

Les émissions annuelles de CO_2 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:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de carbonate de sodium, en tonnes métriques;

FE_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 , calculé selon l'équation 11-4, en tonnes métriques de CO_2 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_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 , en tonnes métriques de CO_2 par tonne de gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur;

TE_{CO_2} = Taux d'émission de CO_2 , 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

$$TE_{CO_2} = [(C_{CO_2} \times 10000 \times 4,16 \times 10^{-8} \times 44) \times (DV \times 60)] \times 0,001$$

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 plus récente version de la norme ASTM E359 e1, intitulée «Standard Test Methods for Analysis of Soda Ash (Sodium Carbonate)», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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 CO_2 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la concentration horaire de CO₂, le débit volumétrique du gaz ou le 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;

b) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 11-6

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ERéel} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.11.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la quantité de minerai, le débit massique du gaz à la sortie de l'évent de l'extracteur ou de l'évaporateur ou la quantité de carbonate de sodium, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.12. FABRICATION DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES

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 et déclarées 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 et déclarées 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.

QC.12.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz de raffinerie, de flexigaz ou de gaz associés, calculées et déclarées conformément à QC.2, en tonnes métriques;

2.1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de production d'hydrogène, calculées et déclarées conformément à QC.6, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

4.1° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches et autres équipements antipollution, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

6° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des événements des équipements de procédé, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

7° les émissions annuelles de CH₄ provenant des émissions fugitives des composantes d'équipements, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

8° les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs de stockage, calculées et déclarées conformément à QC.9, en tonnes métriques;

9° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, calculées et déclarées conformément à QC.9.3.7, en tonnes métriques;

10° les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux séparateurs huile-eau, calculées et déclarées conformément à QC.9.3.8, en tonnes métriques;

11° la consommation annuelle de chaque type de matière première qui émet du CO₂, du CH₄ ou du N₂O, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles issus de la biomasse lorsque la quantité est exprimée en masse;

11.1° la production annuelle de chaque produit pétrochimique, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles issus de la biomasse lorsque la quantité est exprimée en masse;

12° les teneurs moyennes annuelles en carbone des matières consommées ou des produits, en kilogrammes de carbone par kilogramme de matières consommées ou de produits;

13° les masses moléculaires moyennes annuelles des gaz consommés ou des produits, en kilogrammes par kilomole;

14° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.12.5 ont été utilisées;

15° (*paragraphe abrogé*).

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 2.1, 3 et 4 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 4.1 et 5 à 10 du premier alinéa.

QC.12.3. 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 production de produits pétrochimiques doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.12.3.1 à QC.12.3.6.

QC.12.3.1. Calcul des émissions de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° dans le cas où la quantité de matière première et la quantité de produit sont exprimées en volume de gaz, selon l'équation 12-1:

Équation 12-1

$$CO_2 = \sum_{k=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^n \left[(V_{GA})_{i,k} \times (TC_{GA})_{i,k} \times \frac{(MM_{GA})_i}{CVM} \right] - \sum_{j=1}^m \left[(V_{GP})_{j,k} \times (TC_{GP})_{j,k} \times \frac{(MM_{GP})_j}{CVM} \right] \right] \times 3,664 \times 1$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques;

k = Mois;

n = Nombre de matières premières;

m = Nombre de produits;

i = Type de matière première dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

j = Type de produit dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

$(V_{GA})_{i,k}$ = Quantité de matière première i consommée durant le mois k , en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

$(TC_{GA})_{i,k}$ = Teneur en carbone moyenne de la matière première i pour le mois k , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;

$(MM_{GA})_i$ = Masse moléculaire moyenne mensuelle de la matière première i , en kilogrammes par kilomole, ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé pour mesurer le débit du gaz à l'alimentation en tonnes pour le mois n , remplacer

$$\frac{|MM_{GA}|}{|CVM|} \text{ par } 1;$$

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

$(V_{GP})_{j,k}$ = Quantité de produit j pour le mois k en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

$(TC_{GP})_{j,k}$ = Teneur en carbone moyenne du produit j durant le mois k , en kilogrammes de carbone par kilogramme produit;

$(MM_{GP})_j$ = Masse moléculaire moyenne mensuelle du produit j , en kilogrammes par kilomole;

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

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

2° dans le cas où la quantité de matière première et la quantité de produit sont exprimées en masse, selon l'équation 12-2:

Équation 12-2

$$CO_2 = \sum_{n=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^k [(Q_A)_{i,n} \times (TC_A)_{i,n}] - \sum_{j=1}^m [(Q_P)_{j,n} \times (TC_P)_{j,n}] \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques;

n = Mois;

k = Nombre de matières premières;

m = Nombre de produits;

i = Type de matière première dont la quantité est exprimée en masse;

j = Type de produit dont la quantité est exprimée en masse;

$(Q_A)_{i,n}$ = Quantité de matière première i consommée durant le mois n , en tonnes métriques;

$(TC_A)_{i,n}$ = Teneur en carbone moyenne de la matière première i pour le mois n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matière première;

$(Q_P)_{j,n}$ = Quantité de produit j pour le mois n , en tonnes métriques;

$(TC_P)_{j,n}$ = Teneur en carbone moyenne du produit j pour le mois n , en kilogrammes de carbone par kilogramme de produit;

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

QC.12.3.2. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la régénération de catalyseurs

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 à QC.9.3.1 selon le type de procédé.

QC.12.3.3. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion aux torches et autres équipements antipollution

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.9.3.5.

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 CH_4 et de N_2O 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 CH_4 et de $5,7 \times 10^{-4}$ kg par gigajoule pour le N_2O .

QC.12.3.4. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé

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 , les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O issues des événements des équipements de procédé, autres que les émissions inhérentes au procédé, doivent être calculées conformément à QC.9.3.2.

QC.12.3.5. Calcul des émissions fugitives de CH_4 des composantes des équipements

Les émissions fugitives annuelles de CH₄ de toutes les composantes du réseau d'alimentation en gaz naturel et en gaz combustible de raffinerie et des unités d'adsorption à modulation de pression doivent être calculées conformément au paragraphe 1 de QC.9.3.9.

QC.12.3.6. Calcul des émissions de CH₄ issues des réservoirs de stockage

Les émissions annuelles de CH₄ issues des réservoirs de stockage contenant des produits dérivés du pétrole et qui ne sont pas munis d'unités d'adsorption à modulation de pression doivent être calculées conformément à QC.9.3.6.

QC.12.3.7. (Abrogé).

QC.12.3.8. (Abrogé).

QC.12.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.12.4.1. Régénération de catalyseurs

Dans le cas de la régénération de catalyseurs, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.1.

QC.12.4.2. Torches et autres équipements antipollution

Dans le cas des torches et autres équipements antipollution, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.5 et déterminer trimestriellement la teneur en carbone et le pouvoir calorifique supérieur.

QC.12.4.3. Événements d'équipement de procédé

Dans le cas des événements d'équipements de procédés, l'émetteur doit, pour chaque événement lié au procédé, mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.2.

QC.12.4.4. (Abrogé).

QC.12.4.5. Réservoirs de stockage

Dans le cas des réservoirs de stockage, l'émetteur doit mesurer à l'aide de débitmètres la quantité annuelle de pétrole brut, de naphtha, d'huiles distillées et de gasoil transvidés de chaque réservoir.

QC.12.4.6. Traitement des eaux usées

Dans le cas du traitement des eaux usées, l'émetteur doit mesurer les paramètres conformément à QC.9.4.7.

QC.12.4.7. Séparateurs huile-eau

Dans le cas des séparateurs huile-eau, l'émetteur doit mesurer le volume quotidien d'eaux usées traitées par les séparateurs huile-eau.

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° dans le cas où la matière première et le produit sont sous forme gazeuse, à l'aide d'un débitmètre;

2° 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%.

QC.12.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la masse moléculaire, la fraction molaire, la fraction moléculaire, le pouvoir calorifique supérieur, la concentration en CO₂, la concentration en CO, la concentration en O₂, la température, la pression, la teneur en azote ou la demande biochimique en oxygène, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 12-3

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ERéel} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.12.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de coke brûlé, le débit volumétrique de gaz, le volume de gaz, le nombre d'heures d'opération, la quantité de matières premières, la quantité de produits, la quantité de vapeur ou la quantité d'eau traitée, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.13. PRODUCTION D'ACIDE ADIPIQUE

QC.13.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés d'oxydation pour la production d'acide adipique.

QC.13.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de N_2O attribuables à la production d'acide adipique, en tonnes métriques;

1.1° les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2° la production annuelle totale d'acide adipique, en tonnes métriques;

2.1° la production annuelle d'acide adipique quand le système antipollution est utilisé, en tonnes métriques;

3° le facteur d'émission de N_2O , en tonnes métriques de N_2O par tonne métrique d'acide adipique;

4° le facteur de destruction de l'équipement antipollution de l'installation;

5° le facteur d'utilisation de l'équipement antipollution de l'installation;

6° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.13.5 ont été utilisées;

7° (*paragraphe abrogé*).

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 1.1 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

QC.13.3. Méthodes de calcul des émissions de N₂O attribuables au procédé d'oxydation

Les émissions annuelles de N₂O attribuables au procédé d'oxydation doivent être calculées conformément à la méthode de calcul prévue à QC.13.3.1 pour chaque équipement antipollution de l'installation.

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:

N_2O = Émissions de N_2O 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_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O pour la période i , calculé conformément à l'équation 13-2 ou 13-3, en kilogrammes de N_2O 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; métriques;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes

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 , effectué conformément à QC.13.4 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.

QC.13.3.2. *(Abrogé).*

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° 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 plus récente version de la norme ASTM D6348 intitulée «Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy»;

b.1) conformément à toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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° 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 du troisième alinéa;

2° 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.

QC.13.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsqu'une donnée déterminée à partir du test de performance prévue à QC.13.4 est manquante, un nouveau test de performance doit être fait;

b) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, la température, la pression ou la concentration en gaz autre que celle prévue au test de performance, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 13-5

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.13.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la production d'acide adipique ou le débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.14. PRODUCTION DE PLOMB

QC.14.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production primaire et secondaire de plomb.

QC.14.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four des matériaux contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

2.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

4° la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau ou produit;

5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.14.5 ont été utilisées;

6° (*paragraphe abrogé*);

7° la quantité annuelle de plomb produit, en tonnes métriques.

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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2.1 du premier alinéa.

QC.14.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de plomb

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone doivent être calculées conformément à l'une des deux méthodes de calcul prévues à QC.14.3.1 et QC.14.3.2.

QC.14.3.1. 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.14.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 14-1:

Équation 14-1

$$CO_2 = \left[\sum_i^n (M_i \times TC_i) - \sum_{j=1}^m (P_j \times TC_j) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions de CO_2 attribuables à l'utilisation dans le four de matériaux contenant du carbone, en tonnes métriques;

n = Nombre de types de matériaux;

i = Type de matériaux;

M_i = Quantité annuelle de chaque matériau i utilisé et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau i utilisé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau;

m = Nombre de types de produits;

j = Type de produits;

P_j = Quantité annuelle de chaque produit j contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_j = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque produit j utilisé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de produit;

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

QC.14.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.14.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du plomb doit:

1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé utilisé dans le four, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau ou produit, soit en utilisant, à l'aide d'un minimum de 3 échantillons représentatifs par année, les méthodes suivantes:

a) dans le cas des agents réducteurs solides et des électrodes de carbone, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

b) dans le cas des agents réducteurs liquides, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements», ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure», ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method» ou ASTM D5291, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

c) dans le cas des agents réducteurs gazeux, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D1945, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography», ou ASTM D1946, intitulée «Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

d) dans le cas des matériaux dérivés de matières résiduelles, du minerai ou d'autres matières ou produits, en procédant par échantillonnage et analyse chimique en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

2° calculer la quantité annuelle de chaque matériau ou produit contenant du carbone utilisé dans le four en additionnant les quantités mensuelles de matériaux ou de produits, lesquels doivent être pesés 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.14.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou autre donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 14-2

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.14.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières ou la production de plomb ou d'autres produits, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe *a* du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.15. PRODUCTION DE ZINC

QC.15.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production primaire et secondaire de zinc.

QC.15.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation, dans le four, des matériaux contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

2.1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

4° la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau;

5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.15.5 ont été utilisées;

6° (*paragraphe abrogé*);

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.

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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2.1 du premier alinéa.

QC.15.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de zinc

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation dans le four de chaque matériau contenant du carbone doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.15.3.1 et QC.15.3.2.

QC.15.3.1. 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.15.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 15-1:

Équation 15-1

$$CO_2 = \left[\sum_i^n (M_i \times TC_i) - \sum_{j=1}^m (P_j \times TC_j) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à l'utilisation dans le four de matériaux contenant du carbone, en tonnes métriques;

n = Nombre de types de matériaux;

i = Type de matériaux;

M_i = Quantité annuelle de chaque matériau i utilisé et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau i utilisé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau;

m = Nombre de types de produits;

j = Type de produits;

P_j = Quantité annuelle de chaque produit j contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

TC_j = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque produit j utilisé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de produit;

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

QC.15.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.15.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du zinc doit:

1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau ou du produit, soit selon les méthodes suivantes:

a) dans le cas des minerais contenant du zinc, conformément à la plus récente version de la norme ASTM E1941, intitulée «Standard Test Method for Determination of Carbon in Refractory and Reactive Metals and Their Alloys», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

b) dans le cas des agents réducteurs et des électrodes de carbone, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

c) dans le cas des fondants, conformément à la plus récente version de la norme ASTM C25, intitulée «Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

d) dans le cas des matériaux dérivés de matières résiduelles, du minerai ou d'autres matières ou produits, en procédant par échantillonnage et analyse chimique en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

2° calculer la quantité annuelle de chaque matériau ou produit contenant du carbone entrant dans le four en pesant les matériaux ou les produits 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.15.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou autre donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 15-2

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.15.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières, la production de zinc ou la production de sous-produits, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.16. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

QC.16.1. Sources visées

Les sources visées sont tous les équipements fixes de combustion qui, à partir de combustibles solides, liquides ou gazeux, produisent de l'électricité destinée à la vente ou à l'utilisation sur le site même de l'installation ou de l'établissement ainsi que les installations de cogénération où sont produites de la vapeur et de l'électricité.

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.

QC.16.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants, pour chaque équipement fixe de combustion:

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion de combustibles fossiles, de biocombustibles, de biomasse et de matières résiduelles collectées par une municipalité, 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 de combustibles, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) en tonnes métriques sèches dans le cas des combustibles issus de la biomasse lorsque la quantité est exprimée en masse;

e) en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

3° lorsque la teneur en carbone est utilisée pour calculer les émissions de CO₂, la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque type de combustible, en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible;

4° lorsque le pouvoir calorifique supérieur est utilisé pour calculer les émissions de CO₂, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel de chaque type de combustible, soit:

a) en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

b) en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

d) en gigajoules par tonne métrique telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

5° la capacité nominale de chaque unité de production d'électricité, en mégawatts;

6° la production annuelle d'électricité, en mégawattheures;

7° pour chaque unité de cogénération, le type de cycle, soit un cycle force-chaleur ou un cycle chaleur-force, et la puissance thermique utile s'il y a lieu, en mégajoules;

8° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, en tonnes métriques;

9° les émissions fugitives annuelles de chaque HFC provenant des systèmes de refroidissement, en tonnes métriques;

10° les émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations de géothermie, en tonnes métriques;

11° les émissions fugitives annuelles de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon calculées et déclarées conformément à QC.5, en tonnes métriques;

12° la quantité annuelle d'absorbant utilisé aux équipements d'épuration de gaz acides de chaudières à lit fluidisé, en tonnes métriques;

13° la quantité annuelle d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique dans les installations géothermiques, en gigajoules;

14° dans le cas d'acquisition de vapeur ou de chaleur auprès d'une autre installation ou d'un autre établissement pour la production d'électricité, le nom du fournisseur de vapeur ou de chaleur et la quantité acquise, en mégajoules;

15° dans le cas de l'utilisation de combustibles additionnels en appui à la production d'électricité ou à la production industrielle, la consommation annuelle de combustibles par type de combustibles.

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° (*paragraphe abrogé*);

19° l'énergie totale consommée, en gigajoules, calculée selon l'équation suivante:

Où:

$Q_{QC.16}$ (consommée) = quantité d'énergie totale consommée annuellement pour générer la vapeur, en gigajoules;

n = Nombre de combustibles consommés;

k = Combustibles;

Combustible_k = Masse ou volume du combustible brûlé annuellement du combustible k, soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en tonnes métriques telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

PCS_k = Pouvoir calorifique supérieur déterminé conformément à QC.1.3.1 ou à QC.1.3.2, pour chaque type de combustible, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide.

Les paragraphes 3 et 4 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 8 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa, à l'exception des émissions de CO₂ reliées à la combustion de la biomasse;

3° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 9, 10 et 11 du premier alinéa.

QC.16.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité, à l'épuration des gaz acides et aux installations géothermiques doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.16.3.1 à QC.16.3.4.

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 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.

QC.16.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion produisant de l'électricité 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.16.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité peuvent être calculées selon les méthodes de calcul suivantes:

1° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustible le gaz naturel ou un combustible visé au tableau 1-2:

a) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est égal ou supérieur à 36,3 MJ/m³ mais inférieur ou égal à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

b) lorsque le pouvoir calorifique supérieur du gaz est inférieur à 36,3 MJ/m³ ou supérieur à 40,98 MJ/m³ aux conditions de référence, conformément à QC.1.3.3;

c) dans le cas des autres combustibles visés au tableau 1-2, conformément à QC.1.3.1, QC.1.3.2 ou QC.1.3.3;

2° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustible le charbon ou le coke de pétrole, conformément au paragraphe 1 de QC.1.3.3;

3° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des distillats moyens autres que ceux visés au tableau 1-2, tel que le diesel, le mazout ou le kérosène, de l'essence, de l'huile résiduelle ou des gaz de pétrole liquéfié, tel que l'éthane, le propane, l'isobutène ou le n-butane, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.2;

4° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des gaz de raffinerie, du flexigaz ou des gaz associés, conformément à QC.2;

5° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des biogaz ou de la biomasse, les calculs doivent se faire conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.1 ou QC.1.3.2;

6° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des matières résiduelles collectées par une municipalité, conformément à QC.1.3.3 ou, dans le cas de l'émetteur qui n'est pas visé à l'article 6.6 du présent règlement, conformément à QC.1.3.1 ou QC.1.3.2;

7° dans le cas des équipements qui utilisent comme combustibles des biogaz ou de la biomasse mais qui, lors des démarrages, des arrêts ou durant les problèmes de fonctionnement, utilisent des combustibles fossiles ou des gaz combustibles, les émissions de CO₂ attribuables à ces combustibles doivent être calculées conformément:

a) dans le cas des combustibles fossiles, à QC.1.3.1, QC.1.3.2 ou QC.1.3.3;

b) dans le cas des gaz combustibles, à QC.2.

8° dans le cas d'équipements qui utilisent seulement un mélange de combustibles fossiles, conformément aux paragraphes 1 à 4 de QC.16.3.2, pour chaque type de combustible;

9° dans le cas d'équipements qui utilisent un mélange de combustibles fossiles et des biogaz ou de la biomasse:

a) lorsque les émissions sont calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, la portion des émissions de CO₂ attribuables à la biomasse ou au biogaz doit être calculée conformément au paragraphe 2 du cinquième alinéa de QC.1.3.4;

b) lorsque les émissions ne sont pas calculées à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, conformément aux paragraphes 1 à 7 de QC.16.3.2, pour chaque type de combustible.

10° 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 ou QC.1.3.4.

QC.16.3.3. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé doivent être calculées conformément à QC.1.3.6.

QC.16.3.4. Calcul des émissions fugitives de CO₂ provenant des installations géothermiques

Les émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations géothermiques doivent être calculées selon l'équation 16-1:

Équation 16-1

$$CO_2 = 7,14 \times Q_E \times 0,001$$

Où:

CO₂ = Émissions fugitives annuelles de CO₂ provenant des installations géothermiques, en tonnes métriques par année;

7,14 = Facteur d'émissions fugitives de CO₂ pour les installations géothermiques, en kilogrammes par gigajoule;

Q_E = Quantité d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique, en gigajoules par année;

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

QC.16.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄ et N₂O

Les émissions annuelles de CH₄ et N₂O attribuables aux équipements fixes de combustion qui produisent de l'électricité doivent être calculées conformément à QC.1.4.

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 calculer les émissions de CH₄ et de N₂O à l'aide des données obtenues par l'appareil de mesure couvrant un ensemble d'équipements.

Afin de calculer 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.

QC.16.5. Méthodes de calcul des émissions fugitives de HFC

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.16.5.1 et QC.16.5.2.

QC.16.5.1. Calcul des émissions fugitives de HFC basé sur la variation d'inventaire

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité peuvent être calculées sur la base de la variation d'inventaire selon l'équation 16-2:

Équation 16-2

Équation 16-2

$$HFC = INV_{\text{début}} - INV_{\text{fin}} + ACHAT - VENTE + \Delta CAP$$

Où :

HFC = Émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement qui sont utilisés dans le cadre de la production d'électricité, en tonnes métriques;

$INV_{\text{début}}$ = Quantité de HFC en inventaire en début d'année, en tonnes métriques;

INV_{fin} = Quantité de HFC en inventaire en fin d'année, en tonnes métriques;

ACHAT = Quantité de HFC acquis auprès d'autres installations ou établissements pendant l'année, en tonnes métriques;

VENTE = Quantité de HFC vendus ou autrement transférés hors de l'établissement pendant l'année, en tonnes métriques;

ΔCAP = Changement net dans la capacité nominale totale, en tonnes métriques, la capacité étant la charge complète et appropriée en HFC de l'équipement de refroidissement. Le changement net de capacité sera négatif si la capacité nominale totale à la fin de l'année est inférieure à la capacité nominale totale en début d'année.

QC.16.5.2. Calcul des émissions fugitives de HFC basé sur les registres d'entretien

Les émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité peuvent être calculées sur la base des inscriptions aux registres d'entretien des équipements selon l'équation 16-3:

Équation 16-3

$$HFC = \left[\sum_{i=1}^n (INST_i - CAP_i) + \sum_{j=1}^m (REMP_j - REC_j) + \sum_{k=1}^p (CAP_k - RET_k) \right] \times 0,001$$

Où:

HFC = Émissions fugitives annuelles de HFC attribuables aux équipements de refroidissement utilisés dans le cadre de la production d'électricité, en tonnes métriques;

n = Nombre de nouveaux équipements de refroidissement démarrés au cours de l'année;

i = Nouvel équipement de refroidissement démarré;

INST_i = Quantité de HFC utilisés pour remplir le nouvel équipement de refroidissement démarré *i*, en kilogrammes;

CAP_i = Capacité nominale du nouvel équipement de refroidissement démarré *i*, en kilogrammes;

m = Nombre d'entretiens, soit de remplissage ou de récupération, faits au cours de l'année;

j = Équipement de refroidissement entretenu;

REMP_j = Quantité de HFC utilisés pour le remplissage lors de l'entretien de l'équipement de refroidissement *j*, en kilogrammes;

REC_j = Quantité de HFC récupérés lors de l'entretien de l'équipement de refroidissement *j*, en kilogrammes;

p = Nombre d'équipements de refroidissement mis hors fonction durant l'année;

k = Équipement de refroidissement mis hors fonction;

CAP_k = Capacité nominale de l'équipement de refroidissement *k*, en kilogrammes;

RET_k = Quantité de HFC récupérés de l'équipement de refroidissement *k*, en kilogrammes;

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

QC.16.6. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.16.6.1. Combustibles solides, liquides ou gazeux

Pour tous les combustibles, à l'exception des gaz de raffinerie, du flexigaz et des gaz associés, l'échantillonnage, les mesures de consommation, les mesures de teneurs en carbone ainsi que les mesures nécessaires au calcul du pouvoir calorifique supérieur et des facteurs d'émission doivent être faits conformément à QC.1.5 lorsque la méthode de calcul prévue à QC.16.3.2 est utilisée.

QC.16.6.2. Gaz de raffinerie, flexigaz et gaz associés

Pour tous les gaz de raffinerie, le flexigaz et les gaz associés, l'échantillonnage, les mesures de consommation, les mesures de teneurs en carbone ainsi que les mesures nécessaires au calcul du pouvoir calorifique supérieur et des facteurs d'émission doivent être faits conformément à QC.2.4 lorsque la méthode de calcul prévue à QC.16.3.2 est utilisée.

QC.16.6.3. Épuration des gaz acides

L'émetteur qui opère une chaudière à lit fluidisé équipée d'un système d'épuration des gaz acides doit mesurer annuellement la quantité d'absorbant utilisé.

QC.16.6.4. Installation géothermique

L'émetteur doit mesurer annuellement la quantité d'énergie transférée de la vapeur ou du fluide géothermique.

QC.16.7. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est une donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 16-4

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.16.6;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la quantité d'énergie transférée ou une quantité de HFC, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.17. CONSOMMATION ET VENTE D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC ET EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ**QC.17.1. Sources visées**

Les sources visées sont les activités de toute personne ou municipalité exploitant une entreprise, une installation ou un établissement relatives à l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec, à l'exception de celle produite sur un territoire d'une entité partenaire visée à l'annexe B.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ou d'une province ou d'un territoire du Canada, pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec, ainsi qu'à l'exportation d'électricité.

Aux fins de l'application de la présente partie, une installation est considérée comme identifiable lorsqu'elle satisfait aux conditions suivantes:

1° l'importation de l'électricité déclarée fait l'objet d'un contrat écrit entre l'exploitant de l'installation et le premier importateur;

2° 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.

QC.17.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° dans le cas de l'acquisition d'électricité produite à l'extérieur du Québec pour la propre consommation de l'entreprise, l'installation ou l'établissement ou pour fins de vente au Québec:

a) la quantité totale d'électricité produite à l'extérieur du Québec qui a été acquise au cours de l'année pour être consommée ou vendue au Québec, en mégawattheures;

b) les émissions annuelles totales de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité visée au sous-paragraphe a, calculées conformément à QC.17.3.1, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) pour chaque installation identifiable faisant l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre à la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) en vertu de la Partie 75 du Titre 40 du Code of Federal Regulations ou à l'organisme The Climate Registry:

i. le nom et l'adresse de l'installation, le numéro d'identification qui lui est attribué par la U.S. Environmental protection Agency (USEPA) ou par l'organisme The Climate Registry;

ii. la quantité totale d'électricité acquise, en mégawattheures;

iii. les pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;

iv. la production annuelle nette d'électricité de l'installation, en mégawattheures;

v. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de cette installation, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

vi. les émissions annuelles de gaz à effet de serre de l'installation, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

d) pour chaque installation identifiable ne faisant pas l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre à l'un des organismes visés au sous-paragraphe c:

i. les renseignements prévus au sous-paragraphe *c*, *i* à *v*, le numéro d'identification n'étant requis que si attribué;

ii. chaque type de combustible utilisé pour la production d'électricité et leur pouvoir calorifique, soit:

— en gigajoules par tonne métrique dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en gigajoules par mètre cube dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

e) pour chaque installation identifiable pour laquelle les renseignements nécessaires au calcul des émissions de gaz à effet de serre selon les équations 17-1 ou 17-2 prévues à QC.17.3.1 ne sont pas disponibles, ainsi que pour chaque installation non identifiable:

i. l'état d'où provient l'électricité acquise;

ii. la quantité totale d'électricité acquise, en mégawattheures, selon chaque état;

iii. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'électricité acquise, en tonnes métriques en équivalent CO₂, selon chaque état;

2° dans le cas de l'exportation d'électricité:

a) la quantité totale d'électricité exportée annuellement par l'entreprise, l'installation ou l'établissement, en mégawattheures;

b) les émissions annuelles totales de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité, calculées conformément à QC.17.3.2, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

c) pour chaque installation identifiable faisant l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre conformément au présent règlement, selon chaque province ou état de destination:

i. les émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

ii. la quantité totale d'électricité produite par l'installation et exportée annuellement, en mégawattheures;

d) pour chaque installation identifiable ne faisant pas l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre conformément au présent règlement ainsi que pour chaque installation non identifiable, selon chaque province ou état de destination:

i. les émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

ii. la quantité d'électricité produite par l'installation et exportée annuellement, en mégawattheures.

QC.17.3. Méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec par une entreprise, une installation ou un établissement pour sa propre consommation ou pour fins de vente au Québec doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.17.3.1. Les émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.17.3.2.

QC.17.3.1. Calcul des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et vendue ou consommée au Québec

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et vendue ou consommée au Québec doivent être calculées en additionnant les émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production de cette électricité par les installations identifiables et par les installations non identifiables, lesquelles émissions sont calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° dans le cas où l'installation identifiable fait l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre à la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) en vertu de la Partie 75 du Titre 40 du Code of Federal Regulations ou à l'organisme The Climate Registry, selon l'équation 17-1:

Équation 17-1

$$GES = GES_i \times \frac{MWh_{imp}}{MWh_n}$$

Où:

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'installation identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

MWh_{imp} = Quantité totale d'électricité acquise de l'installation identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

2° dans le cas où l'installation est identifiable mais ne fait pas l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre à l'un des organismes visés au paragraphe 1, selon l'équation 17-2:

Équation 17-2

$$GES = \sum_{j=1}^n (Q_j \times PCS_j \times FE_j) \times \frac{MWh_{imp}}{MWh_n}$$

Où:

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

n = Nombre de combustibles utilisés annuellement par l'installation;

j = Chaque type de combustible;

Q_j = Quantité de combustible *j*, soit:

— en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en milliers de mètres cubes lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

PCS_j = Pouvoir calorifique supérieur du combustible *j* pour la production d'électricité, indiqué aux tableaux 1-1 ou 1-2 prévus à QC.1.7, soit:

— en gigajoules par tonne métrique sèche lorsque la quantité est exprimée en masse;

— en gigajoules par kilolitre lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

— en gigajoules par millier de mètres cubes lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

FE_j = Facteur d'émission de gaz à effet de serre du combustible *j*, calculé selon l'équation 17-2.1, en tonne métriques en équivalent CO₂ par gigajoule;

MWh_{imp} = Quantité d'électricité acquise de l'installation identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées par le transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

Équation 17-2.1

$$FE_j = \lfloor (FE_{CO_2} \times 1000) + (FE_{CH_4} \times 25) + (FE_{N_2O} \times 298) \rfloor \times 0,000001$$

Où:

FE_j = Facteur d'émission de gaz à effet de serre du combustible *j*, en tonne métriques en équivalent CO₂ par gigajoule;

FE_{CO₂} = Facteur d'émission de CO₂ du combustible *j* indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

1000 = Facteur de conversion des kilogrammes en grammes;

FE_{CH₄} = Facteur d'émission de CH₄ du combustible *j* indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en grammes de CH₄ par gigajoule;

25 = Potentiel de réchauffement planétaire du CH₄;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N_2O du combustible j indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en grammes de N_2O par gigajoule;

298 = Potentiel de réchauffement planétaire du N_2O ;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques;

3° dans le cas où l'installation est identifiable mais que les renseignements nécessaires au calcul des émissions de gaz à effet de serre ne sont pas disponibles, selon les équations 17-1 ou 17-2, ainsi que dans le cas où l'installation est non identifiable, selon l'équation 17-3:

Équation 17-3

$$GES = MWh_{imp} \times FE_D$$

Où:

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la production de l'électricité acquise de l'extérieur du Québec et produite par l'installation identifiable ou non identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

MWh_{imp} = Quantité d'électricité acquise de l'installation identifiable ou non identifiable et consommée ou vendue au Québec annuellement, en mégawattheures;

FE_D = Facteur d'émission de gaz à effet de serre pour le marché nord-américain d'où provient l'électricité, en tonnes métriques en équivalent CO_2 par mégawattheure, selon le cas:

— indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4;

— lorsque l'électricité provient d'une installation identifiable nucléaire, hydroélectrique, hydrolienne, éolienne, solaire ou marée motrice, un facteur de 0;

— lorsque l'électricité provient d'une installation non identifiable, un facteur de 0,999.

QC.17.3.2. Calcul des émissions de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité

Les émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité doivent être calculées en additionnant les émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'exportation d'électricité produite par les installations identifiées et par les installations non identifiées, lesquelles émissions sont calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° dans le cas où l'installation est identifiable et fait l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre conformément à QC.16, selon l'équation 17-4:

Équation 17-4

$$GES = GES_t \times \frac{MWh_{exp}}{MWh_n} - (MWh_{exp} \times FE_D)$$

Où:

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

GES_t = Émissions annuelles totales de gaz à effet de serre attribuables à l'installation identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

MWh_{exp} = Quantité totale d'électricité produite par l'installation identifiable et exportée annuellement, incluant une estimation, à partir de la barre omnibus de l'installation, des pertes occasionnées lors du transport, en mégawattheures;

MWh_n = Production annuelle nette d'électricité de l'installation identifiable, en mégawattheures;

FE_D = Facteur d'émission de gaz à effet de serre pour la province ou le marché nord-américain où est livrée l'électricité, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure;

2° dans le cas où l'installation est identifiable mais ne fait pas l'objet d'une déclaration d'émissions de gaz à effet de serre conformément à QC.16 ainsi que dans le cas où l'installation est non identifiable, selon l'équation 17-5:

Équation 17-5

$$GES = MWh_{exp} \times (FE_{QC} - FE_D)$$

Où:

GES = Émissions annuelles de gaz à effet de serre occasionnées ou évitées par l'exportation d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

MWh_{exp} = Quantité d'électricité produite par l'installation identifiable ou non identifiable et exportée annuellement, en mégawattheures;

FE_{QC} = Facteur d'émission de gaz à effet de serre pour le Québec, indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure;

FE_D = Facteur d'émission de gaz à effet de serre pour la province ou le marché nord-américain où est livrée l'électricité, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure, selon le cas:

— indiqué au tableau 17-1 prévu à QC.17.4;

— lorsque l'électricité provient d'une installation identifiable nucléaire, hydroélectrique, hydrolienne, éolienne, solaire ou marée motrice, un facteur de 0;

— lorsque l'électricité provient d'une installation non identifiable, un facteur de 0.

QC.17.4. Tableau

Tableau 17-1. Facteurs d'émission de gaz à effet de serre par défaut pour les provinces canadiennes ainsi que pour certains marchés nord-américains, en tonnes métriques en équivalent CO₂ par mégawattheure

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (tonne métrique de GES /MWh)
--	--

Terre-Neuve et Labrador	0,016
Nouvelle-Écosse	0,664
Nouveau-Brunswick	0,292
Québec	0,001
Ontario	0,028
Manitoba	0,002
Vermont	0,005
New England Independent System Operator (NE-ISO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:	
— Connecticut	
— Massachusetts	
— Maine	0,266
— Rhode Island	
— Vermont	
— New Hampshire	
New York Independent System Operator (NY-ISO)	0,227
Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection Regional Transmission Organization (PJM-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:	
— Caroline du Nord	
— Delaware	
— Indiana	
— Illinois	
— Kentucky	
— Maryland	0,439
— Michigan	
— New Jersey	
— Ohio	
— Pennsylvanie	
— Tennessee	
— Virginie	
— Virginie occidentale	
— District de Columbia	
Midwest Independent Transmission System Operator (MISO-RTO), comprenant en tout ou en partie les États suivants:	
— Arkansas	0,484
— Dakota du Nord	

- Dakota du Sud
- Minnesota
- Iowa
- Missouri
- Wisconsin
- Illinois
- Michigan
- Indiana
- Montana
- Kentucky
- Texas
- Louisiane
- Mississippi
- Manitoba

Southwest Power Pool (SPP), comprenant en tout ou en partie les États suivants:

- Kansas
- Oklahoma
- Nebraska
- Nouveau-Mexique
- Texas
- Louisiane
- Missouri
- Arkansas
- Iowa
- Minnesota
- Montana
- Dakota du Nord
- Dakota du Sud
- Wyoming

0,478

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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du minerai de nickel ou de cuivre transformé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai;

16° la consommation annuelle de chaque autre matière première contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

17° la teneur en carbone moyenne annuelle des autres matières premières contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, 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° (*paragraphe abrogé*);

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. Lorsque les émissions visées aux paragraphes 3 à 7 du premier alinéa sont mesurées par un même système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, ces émissions peuvent être déclarées globalement.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 3 à 7 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa.

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 CO₂ 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 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle de la dolomie, 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du minerai de nickel ou de cuivre, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de minerai;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 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 CO_2 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 moyenne annuelle des électrodes de carbone, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'électrodes de carbone;

3,664 = Ratio de masse moléculaire du CO_2 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 CO_2 attribuables aux autres matières premières contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

n = Nombre de matières premières contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé;

i = Matière première;

MP_i = Consommation annuelle de la matière première i contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{MP,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle 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

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.18.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du nickel ou du cuivre doit:

1° lorsqu'une méthode de calcul prévue à QC.18.3 est utilisée, déterminer annuellement la teneur en carbone ou en carbonate de chaque matériau utilisé à l'aide des données indiquées par le fournisseur du matériau ou à l'aide des méthodes suivantes:

a) dans le cas du charbon et du coke, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal and Coke», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

b) dans le cas de combustibles liquides à base de pétrole et de combustibles liquides dérivés de matières résiduelles, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5291, 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 plus récente version de la norme ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method», et à la plus récente version de l'une ou l'autre des normes ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements», et ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

c) dans le cas de combustibles gazeux, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D1945, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography», ou ASTM D1946, intitulée «Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

d) dans le cas de la pierre à chaux et de la dolomie, conformément à la plus récente version de la norme ASTM C25, intitulée «Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

e) dans le cas des autres matières premières, conformément à toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou la teneur en carbonate, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 18-7

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.18.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières, la consommation de carbonate, la consommation d'agent réducteur, la consommation d'électrodes de carbone, la consommation de matière recyclée ou la production de cuivre, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.19. PRODUCTION DE FERROALLIAGES

QC.19.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de pyroméallurgie utilisés pour la production de ferrochrome, de ferromanganèse, de ferromolybdène, de ferronickel, 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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

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 contribuant pour 1% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;
- e) la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit contribuant pour 1% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne de matériau ou de produit;
- f) la production annuelle des matières autres que les alliages, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées 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, autre que la biomasse utilisée comme agent réducteur, calculées et déclarées 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° (*paragraphe abrogé*).

Le sous-paragraphe *e* du paragraphe 2 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au sous-paragraphe *a* du paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 3 et les émissions de CH₄ et de N₂O visées au paragraphe 4 du premier alinéa;

3° sont des émissions autres les émissions visées au sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 du premier alinéa.

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

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[\begin{aligned} &(AR \times TC_{AR}) + (EL \times TC_{EL}) + (MIN \times TC_{MIN}) \\ &+ (AF \times TC_{AF}) - (FEA \times TC_{FEA}) - (MNA \times TC_{MNA}) \end{aligned} \right]_i \times 3,664$$

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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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 moyenne annuelle des matières produites autres que les alliages, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matière;

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

QC.19.4. Méthode de calcul des émissions de CH_4

Les émissions annuelles de CH_4 attribuables à la production des ferroalliages visés au tableau 19-1 doivent être calculées selon l'équation 19-2:

Équation 19-2

$$CH_4 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [FEA_j \times FE_j]$$

Où:

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 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 CH_4 du ferroalliage j indiqué au tableau 19-1, en tonnes métriques de CH_4 par tonne métrique de ferroalliage j .

QC.19.5. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.19.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise un procédé de pyrométallurgie pour la production de ferroalliages doit:

1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau contribuant pour au moins de 1% du carbone total dans le procédé, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur, soit en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs par année selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou selon les méthodes suivantes:

a) dans le cas des minerais métallifères et des ferroalliages, conformément à la plus récente version de la norme ASTM E1941, 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 plus récente version de la norme ASTM D5373, 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 plus récente version de la norme ASTM C25, 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou la teneur en carbonate, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 19-3

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.19.5;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières, la consommation de carbonate, la consommation d'agent réducteur, la consommation d'agent de flux, la consommation d'électrodes de carbone, la production de ferroalliages ou la production de sous-produits, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.19.7. Tableau

Tableau 19-1. Facteurs d'émission de CH₄ selon le mode de chargement dans un four à arc électrique, en tonnes métriques de CH₄ par tonne métrique de ferroalliage

(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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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 et déclarées 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° (*paragraphe abrogé*).

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

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;

$C_{\text{Début}}$ = 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 « $(C_{\text{Début}} - C_{\text{Fin}})$ » 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie 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;

3° lorsque la donnée manquante est la production de magnésium, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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 CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées 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° (*paragraphe abrogé*).

Le sous-paragraphe c du paragraphe 3 du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de N₂O 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

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:

N_2O = Émissions annuelles de N_2O 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;

N_2O_k = Émissions annuelles de N_2O 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

$$N_2O_k = \sum_{i=1}^n [1 - (F_{D,k} \times F_{U,k})_i] \times FE_k \times P_k \times 0,001$$

Où:

N_2O_k = Émissions annuelles de N_2O 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 N_2O 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

Lorsque la méthode prévue à QC.21.3.2 est utilisée, 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 plus récente version de la norme ASTM D6348, intitulée «Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy», ou toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;»

c) déterminer le taux de production et la concentration de N_2O 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 N_2O 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 c 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

- a) lorsqu'une donnée déterminée à partir du test de performance prévu à QC.21.4 est manquante, un nouveau test de performance doit être fait;
- b) lorsque la donnée manquante est la température, la pression ou la concentration en gaz autre que celles prévue au test de performance, il doit:
 - i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 21-5

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ER\acute{e}quis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ER\acute{e}quis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.21.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la production d'acide nitrique ou un débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'acide phosphorique, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle d'acide phosphorique produite, en tonnes métriques;

4° la teneur en carbone inorganique moyenne annuelle de la roche phosphatée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de roche phosphatée;

5° la consommation 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° (*paragraphe abrogé*).

Le paragraphe 4 du premier alinéa ne s'applique pas à l'égard des émissions de CO_2 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa.

QC.22.3. Méthodes de calcul des émissions de CO_2

Pour chacun des procédés, les émissions annuelles de CO_2 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 mensuelle 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

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.22.3.2 est utilisée, 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 ou toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 22-2

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{ERequis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.22.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de roche phosphatée ou la production d'acide phosphorique, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

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.

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO_2 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 CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

3° la consommation annuelle de chaque matière première utilisée pour la production d'ammoniac, soit:

a) en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

4° la teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle 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° (*paragraphe abrogé*).

Les paragraphes 4 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

- 1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa;
- 2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 2 et 5 du premier alinéa, excluant les émissions attribuables à la combustion ou l'utilisation de biomasse et de biocombustibles.

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:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 dont la quantité est exprimée en volume de gaz, 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 dont la quantité est exprimée en volume de liquide, 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 dont la quantité est exprimée en masse, calculées conformément à l'équation 23-4, en tonnes métriques;

Équation 23-2

$$CO_{2,G} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 1$$

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 dont la quantité est exprimée en volume de gaz, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_i = Consommation de matières premières dont la quantité est exprimée en volume de gaz durant le mois i , en milliers de mètres cubes aux conditions de référence ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone des matières premières dont la quantité est exprimée en volume de gaz consommées pour le mois i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matières premières;

MM = Masse moléculaire de la matière première dont la quantité est exprimée en volume de gaz, en kilogrammes par kilomole, ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, remplacer

$\frac{MM}{CVM}$
 par 1;
 $\frac{MM}{CVM}$

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

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

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

Équation 23-3

$$CO_{2,L} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times 3,664$$

Où:

$CO_{2,L}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité de production k pour des matières premières dont la quantité est exprimée en volume de liquide, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_i = Consommation de matières premières dont la quantité est exprimée en volume de liquide durant le mois i , en kilolitres;

TC_i = Teneur en carbone des matières premières dont la quantité est exprimée en volume de liquide consommées pour le mois i , en tonnes métriques de carbone par kilolitre de matières premières;

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

Équation 23-4

$$CO_{2,5} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times 3,664$$

Où:

$CO_{2,s}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production d'ammoniac de l'unité production k pour des matières premières dont la quantité est exprimée en masse, en tonnes métriques;

i = Mois;

MP_i = Consommation de matières premières dont la quantité est exprimée en masse durant le mois i , en tonnes métriques;

TC_i = Teneur en carbone des matières premières dont la quantité est exprimée en masse 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

$$CO_{2,GR} = \sum_{i=1}^{12} [GR_i \times TC_i] \times \frac{MM}{CVM} \times 3,664 \times 1$$

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 milliers de mètres cubes aux conditions de référence, ou, lorsqu'un débitmètre massique est utilisé, en tonnes métriques;

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

$\frac{MM}{CVM}$ 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 CO_2 par rapport au carbone;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes.

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° lorsque la méthode de calcul prévue à QC.23.3.2 est utilisée, 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 l'une des méthodes suivantes:

a) la plus récente version de la norme ASTM D1945, intitulée «Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography»;

b) la plus récente version de la norme ASTM D1946, intitulée «Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography»;

c) la plus récente version de la norme ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements»;

d) la plus récente version de la norme ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure»;

e) la plus récente version de la norme ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method»;

f) la plus récente version de la norme ASTM D5291, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants»;

g) la plus récente version de la norme ASTM D3176, intitulée «Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke»;

h) la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal»;

i) toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou la masse moléculaire, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 23-6

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.23.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la quantité de matière, la production d'ammoniac ou la quantité de gaz résiduels consommés, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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° (*paragraphe abrogé*).

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2, sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa.

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 de QC.24.3.1 à QC.24.3.3.

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

$$S_{ACQ} = S_{Acquis} + S_{Équipement} + S_{Ret\ ent}$$

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;

$S_{Ret\ ent}$ = Quantité de gaz j retourné à l'entreprise après des opérations de recyclage hors site, en kilogrammes;

j = Type de gaz;

Équation 24-4

$$S_{VEN} = S_{Vendu} + S_{Ret\ fourn} + S_{Détruit} + S_{Recyclé}$$

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;

$S_{Ret\ fourn}$ = 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

$$\Delta S_{CNT} = S_{\text{Nouveau}} - S_{\text{Retiré}}$$

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;

$S_{\text{Retiré}}$ = 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

$$S_{MHS} = \sum_{i=1}^n (CN - S_R)_i$$

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 mis hors service;

CN = Capacité nominale de l'équipement électrique i mis hors service, en kilogrammes;

S_R = Quantité de gaz j récupéré dans l'équipement électrique i mis hors service, en kilogrammes;

j = Type de gaz.

QC.24.3.3. Calcul des émissions fugitives par bilan massique et par mesure directe

Les émissions fugitives de SF₆ et de PFC peuvent être calculées à partir d'une méthode mixte en appliquant la méthode du bilan massique dans le cas de l'exploitation et la méthode par mesure directe dans le cas de tout équipement mis hors service.

Aux fins de ce calcul, toutes les quantités de SF₆ et de PFC qui ne peuvent être quantifiées sont présumées avoir été émises.

Ces émissions fugitives doivent être calculées selon les équations 24-9 à 24-13:

Équation 24-9

$$GES_j = (S_{CON} - S_{REC} + S_{MHS}) \times 0,001$$

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_{CON} = Émissions annuelles du gaz j des équipements électriques en phase d'exploitation, calculées selon l'équation 24-10, en kilogrammes;

S_{REC} = Quantité annuelle du gaz j récupéré des équipements électriques en phase d'exploitation, calculée selon l'équation 24-13, en kilogrammes;

S_{MHS} = Émissions annuelles du gaz j reliées aux équipements électriques mis hors service, calculées selon l'équation 24-8, en kilogrammes;

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

j = Type de gaz;

Équation 24-10

$$S_{CON} = (S_{Vide}) \times (1 - f_{j,i})$$

Où:

S_{CON} = Émissions annuelles du gaz j des équipements électriques en phase d'exploitation, en kilogrammes;

S_{vide} = Quantité annuelle du gaz j contenu dans les contenants utilisés pour l'exploitation, exprimée comme la quantité initialement contenue dans les contenants qui sont retournés vides au fournisseur, en kilogrammes;

$f_{j,i}$ = Fraction du gaz j résiduel dans les contenants de type i qui sont retournés vides au fournisseur, calculée selon l'équation 24-11 lorsque le gaz du contenant est transféré vers l'équipement électrique sans système de récupération ou selon l'équation 24-12 lorsqu'un système de récupération est utilisé pour transférer le gaz du contenant vers l'équipement électrique;

i = Type de contenant;

j = Type de gaz;

Équation 24-11

$$f_{j,i} = \left(\frac{M_{rés,j}}{M_{initiale,j}} \right)$$

Où:

$f_{j,i}$ = Fraction moyenne du gaz j résiduel dans les contenants de type i qui sont retournés vides au fournisseur;

$M_{rés,j}$ = Masse résiduelle moyenne du gaz j dans les contenants vides, déterminée conformément à l'équation 24-12.1 ou mesurée ou pesée conformément à QC.24.4.4, en kilogrammes;

$M_{initiale,j}$ = Masse initiale du gaz j , basée sur le poids moyen du gaz indiqué par le fournisseur, en kilogrammes;

i = Type de contenant;

j = Type de gaz;

Équation 24-12

$$f_{j,i} = \left(\frac{P_{\text{vidange},j}}{P_{\text{remplissage},j}} \right)$$

Où:

$f_{j,i}$ = Fraction moyenne du gaz j résiduel dans les contenants de type i qui sont retournés vides au fournisseur;

$P_{\text{vidange},j}$ = Pression moyenne de vidange du gaz j dans les contenants vides i , en kilopascals;

$P_{\text{remplissage},j}$ = Pression moyenne de remplissage du gaz j dans le contenant i , en kilopascals;

i = Type de contenant;

j = Type de gaz;

Équation 24-12.1

$$M_{\text{ré},j} = \frac{M_j \times P_j \times V_j}{Z_j \times R \times T_j}$$

Où:

$M_{\text{rés},j}$ = Masse résiduelle du gaz j , en grammes;

M_j = Masse molaire du gaz j , en grammes par mole;

P_j = Pression absolue du gaz j , en pascals;

V_j = Volume du gaz j , en mètres cubes;

Z_j = Facteur de compressibilité du gaz j , calculé selon l'équation 24-12.2;

R = Constante universelle des gaz parfaits, soit 8,314 joules par kelvin-mole;

T_j = Température absolue du gaz j , en kelvins;

Équation 24-12.2

$$Z_j = 1 + B_j^{(0)} \times \frac{P_j}{T_j} + \omega_j \times B_j^{(1)} \times \frac{P_j}{T_j}$$

Où :

Z_j = Facteur de compressibilité du gaz j ;

$B_j^{(0)}$ = Premier paramètre du coefficient du Viriel du gaz j , calculé selon l'équation 24-12.5;

P_j = Pression réduite du gaz j , calculée selon l'équation 24-12.3, en pascals;

T_j = Température réduite du gaz j , calculée selon l'équation 24-12.4, en kelvins;

ω_j = Facteur acentrique de Pitzer du gaz j ;

$B_j^{(1)}$ = Deuxième paramètre du coefficient du Viriel du gaz j , calculé selon l'équation 24-12.6;

Équation 24-12.3

$$P_{rj} = \frac{P_j}{P_{cj}}$$

Où:

P_{r_j} = Pression réduite du gaz j , en pascals;

P_j = Pression absolue du gaz j , en pascals;

P_{c_j} = Pression critique du gaz j , en pascals;

Équation 24-12.4

$$T_{ij} = \frac{T_j}{T_{cj}}$$

Où:

T_{ij} = Température réduite du gaz j , en kelvins;

T_j = Température absolue du gaz j , en kelvins;

T_{cj} = Température critique du gaz j , en kelvins;

Équation 24-12.5

$$B_j^{(0)} = 0,083 - \frac{0,422}{T_j^{1,6}}$$

Où:

$B_j^{(0)}$ = Premier paramètre du coefficient du Viriel du gaz j ;

T_{ij} = Température réduite du gaz j , calculée conformément à l'équation 24-12.4, en kelvins;

Équation 24-12.6

$$B_j^{(1)} = 0,139 - \frac{0,172}{T_v^{4,2}}$$

Où:

$B_j^{(1)}$ = Deuxième paramètre du coefficient du Viriel du gaz j ;

T_{ij} = Température réduite du gaz j , calculée conformément à l'équation 24-12.4, en kelvins;

Équation 24-13

$$S_{REC} = S_{Détruit} + S_{Recyclé}$$

Où:

S_{REC} = Quantité annuelle du gaz j récupéré des équipements électriques en phase d'exploitation, 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.

QC.24.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsqu'il utilise les méthodes de calcul prévues à QC.24.3.2 et QC.24.3.3, 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° lorsque la donnée manquante est une donnée échantillonnée, il doit:

a) déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 24-14

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.24.4;

b) dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

i. lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

ii. lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

iii. lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

2° lorsque la donnée manquante est la quantité de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

3° lorsque la donnée manquante est une capacité d'équipement, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur 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 de chaudières à lit fluidisé 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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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 moyenne annuelle, 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:

a) la quantité annuelle de chaque matière à base de carbonates à la sortie du procédé, en tonnes métriques;

b) la teneur en carbonate moyenne annuelle de chaque matière à l'entrée et à la sortie du procédé, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière;

5° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.25.5 ont été utilisées;

6° (*paragraphe abrogé*).

Le paragraphe 3 et le sous-paragraphe *b* du paragraphe 4 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2, sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

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:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 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 en carbonate annuelle moyenne 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 en carbonate annuelle moyenne 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 CO_2 par tonne métrique de carbonate;

p = Nombre de matière contenant du carbonate à la sortie du procédé;

k = Matière contenant du carbonate à la sortie du procédé;

$MS_{k,i}$ = Quantité annuelle de matière k contenant du carbonate i à la sortie du procédé, en tonnes métriques;

$TC_{k,i}$ = Teneur annuelle moyenne en carbonate i de la matière k à la sortie du procédé, 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° lorsque la méthode de calcul prévue à QC.25.3.2 est utilisée, déterminer annuellement la fraction de calcination de chaque carbonate consommé en procédant par échantillonnage et analyse chimique, en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou en utilisant la valeur de 1,0;

2° lorsque la méthode de calcul prévue à QC.25.3.2 ou QC.25.3.3 est utilisée, déterminer la teneur en carbonate moyenne annuelle en calculant la moyenne arithmétique des données mensuelles obtenues des fournisseurs de matières premières en procédant par échantillonnage et analyse chimique selon l'une des méthodes suivantes:

a) la plus récente version de la norme ASTM C25, intitulée «Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime»;

b) la plus récente version de la norme ASTM C1301, 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)»;

c) la plus récente version de la norme ASTM C1271, intitulée «Standard Test Method for X-ray Spectrometric Analysis of Lime and Limestone»;

d) toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

e) 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 procédé 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 ou à partir d'un bilan fondé sur les inventaires de début et de fin d'année.

QC.25.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) 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, il doit utiliser la valeur par défaut de 1,0;

b) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 25-3

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.25.4;

ii. dans le cas des données visées nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières ou la consommation de carbonate, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe *a* du paragraphe 2 de QC.1.6.

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 CO ₂ (tonnes de CO ₂ 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	nombre de (CO ₃ ⁻) dans le carbonate × masse molaire du CO ₂ 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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment prendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'utilisation de matières premières contenant des carbonates pour la production de verre, en tonnes métriques;

3° (*paragraphe abrogé*);

4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées 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 en carbonates moyenne annuelle 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° (*paragraphe abrogé*).

Les paragraphes 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 3 et 4 du premier alinéa.

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

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.26.3.2 est utilisée, 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) 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, il doit utiliser la valeur par défaut de 1,0;

b) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 26-2

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.26.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage et/ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

c) lorsque la donnée manquante est la consommation de matières premières, la production de verre ou la consommation de carbonate, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

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 (chapitre C-24.2), les avions et les navires.

QC.27.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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 CO_2 ;

b) les émissions de CH_4 ;

c) les émissions de N_2O ;

2° la consommation annuelle de chaque type de combustible, en kilolitres.

QC.27.3. Méthodes de calcul des émissions de CO_2

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables aux équipements mobiles doivent être calculées conformément à la méthode de calcul prévue à QC.27.3.1.

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

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements mobiles utilisés sur le site d'une installation ou d'un établissement doivent être calculées, pour chaque type de combustible utilisé, selon l'équation 27-1:

Équation 27-1:

$$CO_2 = Combustible \times FE \times 1000 \times 0,001$$

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque type de combustible utilisé par les équipements mobiles, en tonnes métriques;

Combustible = Volume annuel du combustible utilisé par les équipements, en kilolitres;

FE = Facteur d'émission de CO₂ du combustible indiqué au tableau 27-1 prévu à QC.27.7, en kilogrammes par litre;

1000 = Facteur de conversion des litres en kilolitres;

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

QC.27.3.2. (Abrogé).

QC.27.3.3. (Abrogé).

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 à la méthode de calcul prévue à QC.27.4.1.

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

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, pour chaque type de combustible utilisé, selon l'équation 27-2:

Équation 27-2

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = Combustible \times FE \times 1000 \times 0,000001$$

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;

Combustible = Volume annuel du combustible utilisé par les équipements mobiles, en kilolitres;

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué au tableau 27-1 prévu à QC.27.7, en grammes par litre;

1000 = Facteur de conversion des litres en kilolitres;

0,000001 = Facteur de conversion des grammes en tonnes métriques.

QC.27.4.2. (Abrogé).

QC.27.4.3. (Abrogé).

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 annuellement 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° *(paragraphe abrogé).*

QC.27.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

L'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées.

Lorsque la donnée manquante est la consommation de combustibles, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

QC.27.7. Tableaux

Tableau 27-1. Facteurs d'émission selon le type de combustible

(QC.27.3.1, QC.27.4.1)

Équipements mobiles	CO ₂ (kg/l)	CH ₄ (g/l)	N ₂ O (g/l)
Gaz naturel liquéfié	1,178	S.O.	S.O.
Gaz naturel comprimé	$1,907 \times 10^{-3}$	S.O.	S.O.
Véhicule au propane	1,510	0,64	0,028
Véhicule à essence	2,289	2,7	0,050
Véhicule 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	0,15	1,1
Tout véhicule alimenté à l'éthanol	1,494	2,7	0,050

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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment 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 et déclarées 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° la quantité de chaque gaz fluoré injecté dans chaque procédé ou catégorie de procédés utilisé, tel que déterminé à QC.28.4.2;

9° la description du modèle technique utilisé pour répartir la consommation de gaz fluorés dans chaque procédé ou catégorie de procédés utilisé;

10° la consommation annuelle de chaque gaz à effet de serre, calculée conformément à la méthode utilisée pour déterminer la répartition de chaque gaz fluoré 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° (*paragraphe abrogé*);

13° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.28.5 ont été utilisées.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

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

$$GES_{p,i} = \sum_{j=1}^m [C_j \times (1 - U_j) \times (1 - a_j \times d_j)]_k \times 0,001$$

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

$$GES_{D,i} = \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^p [P_{jk} \times C_j \times (1 - a_j \times d_{jk})_k] \times 0,001$$

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} = Facteur d'émission du 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 facteurs d'émission $(1-U_j)$ ou P_{jk} 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 facteurs d'émission $(1-U_j)$ ou P_{jk} 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:

N_2O = Émissions annuelles de N_2O 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 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° 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° 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

$$GES_{FT,i} = \rho_i \times \left[(I_{D,i} - I_{F,i}) + (CN_{R,i} - CN_{N,i}) + (FT_{A,i} - FT_{C,i}) \right] \times 0,001$$

Où :

$GES_{FT,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'utilisation du fluide de transfert de chaleur i , en tonnes métriques;

i = Fluide de transfert de chaleur;

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.

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

$$V_i = \sum_{l=1}^q (f_{il} \times N_{il} \times CN_{il}) + X_i$$

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;

$m_{\text{initiale},i}$ = 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

$$M_{\text{rés},i} = \frac{M_i \times p_i \times V_i}{Z_i \times R \times T_i}$$

Où:

$M_{\text{rés},i}$ = 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 varie 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

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la fraction volumétrique ou la densité de fluide, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 28-10

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.28.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la quantité de gaz ou la quantité de substrat, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

c) 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.

QC.28.6. Tableaux

Tableau 28-1. Facteurs d'émission par défaut de gaz à effet de serre de composés fluorés des procédés et des catégories de procédés de fabrication de semi-conducteurs sur des tranches de 150 mm

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Procédés et catégories de procédés	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 ₈	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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	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	0,2-0,7	0,02-0,3	S. O.	0,1-0,3	0,1-0,4	0,1-0,4	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du silicium											
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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du métal											
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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
NETTOYAGE DES CHAMBRES											
Nettoyage de Système au plasma interne											
1-U _i	0,8-0,95	0,4-0,8	S. O.	S. O.	0,2-0,6	0,05-0,3	0,05-0,3	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2
P _{CF4}	S. O.	0,05-0,2	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2	0,05-0,2	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,02-0,08

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.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 procédés et des catégories de procédés de fabrication de semi-conducteurs sur des tranches de 200 mm

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Procédés et catégories de procédés	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 ₈	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.
P _{CF₄}	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.
P _{C₂F₆}	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.
P _{C₃F₈}	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.
P _{CF₄}	S. O.	0,05-0,5	0,01-0,8	0,05-0,1	S. O.	0,02-0,3	S. O.	S. O.	0,02-0,4	0,02-0,4	S. O.
P _{C₂F₆}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,005-0,3	S. O.	S. O.	0,02-0,3	0,02-0,3	S. O.
P _{C₃F₈}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du Silicium											
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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF₄}	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.
P _{C₂F₆}	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.
P _{C₃F₈}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Gravure du Métal											
1-U ₁	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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
NETTOYAGE DES CHAMBRES											
Nettoyage de Système au plasma interne											
1-U ₁	0,8-0,95	0,4-0,8	S. O.	S. O.	0,2-0,6	0,05-0,3	0,05-0,2	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2
P _{CF4}	S. O.	0,05-0,2	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2	0,05-0,1	S. O.	S. O.	0,05-0,2	0,05-0,2
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,02-0,08
Nettoyage de Système au plasma séparé											
1-U ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,005-0,03	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,0001-0,2	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Tableau 28-3. Facteurs d'émission par défaut des procédés et des catégories de procédés de fabrication de semi-conducteurs sur des tranches de 300 mm

(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Procédés et catégories de procédés	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 ₈	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	0,2-0,4	0,1-0,8	S. O.	0,05-0,3	0,1-0,4	0,1-0,4	0,05-0,3	0,05-0,3	S. O.
P _{CF₄}	S. O.	0,05-0,5	0,005-0,03	0,001-0,01	S. O.	0,005-0,1	S. O.	S. O.	0,02-0,4	0,02-0,4	S. O.
P _{C₂F₆}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,005-0,1	S. O.	S. O.	0,02-0,3	0,02-0,3	S. O.
P _{C₃F₈}	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 ₁	0,2-0,8	0,2-0,7	0,2-0,4	0,1-0,8	S. O.	0,08-0,3	0,1-0,4	0,1-0,4	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	S. O.	0,05-0,5	0,003-0,1	0,01-0,1	S. O.	0,02-0,3	S. O.	S. O.	0,05-0,4	0,05-0,4	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,02-0,3	S. O.	S. O.	0,05-0,4	0,05-0,4	S. O.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du Silicium											
1-U ₁	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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Gravure du Métal											
1-U ₁	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	0,05-0,2	0,05-0,3	S. O.
P _{CF4}	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.
P _{C2F6}	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.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

NETTOYAGES DES CHAMBRES											
Nettoyage de Système au plasma interne											
1-U ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,1-0,4	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,001-0,6	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 au plasma séparé											
1-U ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,002-0,03	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,001-0,05	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,1-0,4	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,005-0,05	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	0,3-0,8	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	0,3-0,8	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	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 ₁	0,3-0,8	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{CF4}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C2F6}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
P _{C3F8}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Tableau 28-4. Facteurs d'émission par défaut pour la 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	o-C ₄ F ₈	NF ₃ Isolé	NF ₃	SF ₆	C ₄ F ₈ ^a	C ₆ F ₈ ^a	C ₄ F ₈ O ^a
Etch 1-U ₁	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 P _{CF₄}	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 P _{C₂F₆}	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 ₁	0,9	0,8	S. O.	S. O.	0,4	0,1	0,02	0,2	S. O.	S. O.	0,1	0,1
CVD P _{CF₄}	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 P _{C₃F₈}	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 carbone qui peuvent contenir des additifs de GES fluorés carbonatés.

Tableau 28-5. Facteurs d'émission par défaut pour la 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 P _{CF₄}	S. O.	S. O.	0,07	S. O.	S. O.	0,009	S. O.	S. O.	S. O.
Etch P _{CHF₃}	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	0,02	S. O.	S. O.	S. O.
Etch P _{C₂F₆}	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 pour la fabrication de cellules photovoltaïques
(QC.28.3.1, QC.28.4.2)

Facteurs de procédé type	Procédé Gaz 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 P _{CF4}	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	S. O.	0,1	S. O.	S. O.	S. O.
Etch P _{C2F6}	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 P _{CF4}	S. O.	0,2	S. O.	S. O.	0,2	0,1	S. O.	S. O.	S. O.

QC.29. PROCÉDÉS ET ÉQUIPEMENTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT ET LA 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, mais incluant les pipelines et les équipements nécessaires à la livraison chez un client situé près d'une ligne de transport;

6° la distribution de gaz naturel, laquelle comprend tout équipement en aval des vannes d'entrée 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

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées 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 et aux pipelines de transport terrestre, en tonnes métriques, en précisant:

a) les émissions d'évacuation des compresseurs, soit:

- i. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu et des pompes au gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.1;
 - ii. les émissions issues des équipements pneumatiques au gaz naturel à faible échappement en continu et à échappement intermittent, incluant les émissions des équipements pneumatiques lors des démarrages des compresseurs, 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 d'évacuation, calculées conformément à QC.29.3.11;
 - 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 ou QC.29.3.8;
 - c) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches ou des incinérateurs 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.29.3.11;
 - e) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des compteurs et régulateurs hors terre et de toutes les composantes des stations de transfert fiduciaire, telles que les raccords, les vannes de sectionnements, les vannes de contrôle, les soupapes de surpression, les compteurs à orifice, les régulateurs et les conduites ouvertes à l'atmosphère, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;
 - 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 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 ou des incinérateurs des pipelines de transport, 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 des pipelines de transport qui ne sont pas visées aux sous-paragraphes e à h, les émissions attribuables aux postes de pré-détente, les émissions attribuables aux tubulures de moins de 2,54 cm de diamètre et les émissions attribuables aux compteurs des consommateurs, calculées conformément à QC.29.3.11;
 - j) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ d'autres sources d'émissions d'évacuation provenant des pipelines de transport, calculées conformément à QC.29.3.11;
 - k) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des réservoirs de transmission destinés au transport de gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.10;
 - l) les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers, 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.29.3.11;

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 ou des incinérateurs, calculées conformément à QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources, calculées conformément à QC.29.3.11;

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.29.3.11;

iv. les émissions issues des compresseurs à vis, calculées conformément à QC.29.3.6;

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 ou des incinérateurs, calculées conformément à QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources d'émissions, calculées conformément à QC.29.3.11;

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.29.3.11;

v. les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers, 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 ou des incinérateurs, calculées conformément à QC.29.3.4;

d) les émissions fugitives issues d'autres sources d'émissions, calculées conformément à QC.29.3.11;

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 et toutes les composantes des stations de transfert fiduciaire, telles que les raccords, les vannes de sectionnement, les vannes de contrôle, les soupapes de suppression, les compteurs à orifice, les régulateurs et les conduites ouvertes à l'atmosphère, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8, en excluant celles issues des compteurs des consommateurs;

b) 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 composantes d'équipements de la station, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8, mais excluant celles issues des compteurs des consommateurs;

b.1) (*sous-paragraphe abrogé*);

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.29.3.7 ou QC.29.3.8;

d) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des pipelines de distribution, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

e) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des branchements d'immeuble, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

f) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches ou des incinérateurs reliés aux pipelines de distribution et aux équipements de distribution, calculées conformément à QC.29.3.4;

g) (*sous-paragraphe abrogé*);

h) les autres émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des pipelines de distribution, incluant les émissions attribuables aux postes de branchement de pré-détente et les émissions attribuables aux tubulures de moins de 2,54 cm de diamètre, calculées conformément à QC.29.3.11;

i) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des équipements de branchement, calculées conformément à QC.29.3.7 ou QC.29.3.8;

j) les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers, calculées conformément à QC.29.3.9;

k) les émissions annuelles d'évacuation, soit:

i. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu et des pompes au gaz naturel, calculées conformément à QC.29.3.1;

ii. les émissions issues des équipements pneumatiques à échappement faible en continu et à échappement intermittent, calculées conformément à QC.29.3.2;

iii. les émissions d'évacuation issues d'autres sources d'émissions, calculées conformément à QC.29.3.11;

8° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements de combustion portables, calculées et déclarées 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;

d.1) les facteurs d'émissions utilisés en remplacement de ceux indiqués aux tableaux 29-1 à 29-5 prévus à QC.29.6;

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 capacité nominale du compresseur, en kilowatts;

iii. le nombre annuel de décharges;

iv. les modes de fonctionnement durant l'année, tel que déterminé à QC.29.4.6;

v. le nombre de compresseurs démarrés durant l'année;

g) lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.29.3.7 sont utilisées, le nombre total de fuites détectées lors des campagnes annuelles de détection effectuées, pour chaque source de fuite ayant un facteur d'émission;

g.1) lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.29.3.8 sont utilisées, 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, à l'exception des composantes de station de compteur et de régulateur souterrains, des conduites de transport et des conduites de distribution. Pour l'application de ces méthodes de calcul, une station de compteur et de régulateur souterrains est considérée comme une composante;

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;

iii. le nombre de canalisations endommagées par un tiers par volume de gaz émis à l'atmosphère;

10° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.29.5 ont été utilisées;

11° (*paragraphe abrogé*).

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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 2 et 8 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 3 à 7 du premier alinéa.

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.29.3.11.

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 en continu 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 en continu, c'est-à-dire dont le débit à l'événement est supérieur à 0,17 m³ à l'heure, et des pompes pneumatiques au gaz naturel doivent être calculées conformément aux équations 29-1 à 29-4:

Équation 29-1

$$GES_i = GES_{m,i} + GES_{n-m,i}$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

GES_{m,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées selon l'équation 29-2 lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements est mesuré, en tonnes métriques;

GES_{n-m,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements n'est pas mesuré, calculées selon l'équation 29-3 pour

les équipements pneumatiques à échappement élevé et calculées selon l'équation 29-4 pour les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

$i = \text{CO}_2$ ou CH_4 ;

Équation 29-2

$$GES_{m,i} = V_{GN} \times FM_i \times \frac{MM_i}{CVM} \times 0,001$$

Où:

$GES_{m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé en continu ou aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

V_{GN} = Volume annuel mesuré de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé en continu ou par les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 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;

$i = \text{CO}_2$ ou CH_4 ;

Équation 29-3

$$GES_{n-m,i} = \sum_{j=1}^n [D_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles 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 de QC.29.4.1 ou à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6 ou calculé selon l'équation 29-3.1, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique j , en heures;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 29-3.1

$$D_j = CPA_j \times PA_j$$

Où:

D_j = Débit de gaz naturel de l'équipement pneumatique j , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

CPA_j = Coefficient de pression d'alimentation au contrôleur de l'équipement pneumatique j , déterminé à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6, en mètres cubes par heure par kilopascal. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le coefficient d'un équipement similaire;

PA_j = Pression d'alimentation au contrôleur de l'équipement pneumatique j , en kilopascals. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser la pression d'alimentation d'un équipement similaire;

j = Équipement pneumatique à échappement élevé;

Équation 29-4

$$GES_{n-m,i} = \sum_{k=1}^n [DPP_k \times t_k] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

n = Nombre total de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel;

k = Pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel;

DPP_k = Débit de gaz naturel de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel k , déterminé conformément au paragraphe 3 de QC.29.4.1 ou à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6 ou calculé selon les équations 29-4.1 ou 29-4.2, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_k = Temps de fonctionnement annuel des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel k , en heures;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 29-4.1

$$DPP_k = [CPA_k \times PA_k] + [CPS_k \times PS_k] + [CCM_k \times CM_k]$$

Où:

DPP_k = Débit de gaz naturel de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel k , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

CPA_k = Coefficient de pression d'alimentation de la pompe pneumatique k déterminé à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6, en mètres cubes par heure par kilopascal. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le coefficient d'un équipement similaire;

PA_k = Pression d'alimentation de la pompe pneumatique k , en kilopascals. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser celle d'un équipement similaire;

k = pompe pneumatique;

CPS_k = Coefficient de pression à la sortie de la pompe pneumatique k déterminé à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6, en mètres cubes par heure, par kilopascal. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le coefficient d'un équipement similaire;

PS_k = Pression à la sortie de la pompe pneumatique k , en kilopascals. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser celle d'un équipement similaire;

CCM_k = Coefficient de coups par minute de la pompe pneumatique k déterminé à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6, en mètres cubes par heure aux conditions de référence par nombre de coups par minute. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le coefficient d'un équipement similaire;

CM_k = Nombre de coups par minute de la pompe pneumatique k . Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser celle d'un équipement similaire;

Équation 29-4.2

$$DPP_k = D_k \times FE_k$$

Où:

DPP_k = Débit de gaz naturel de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel k , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

D_k = Débit de liquide pompé par la pompe pneumatique k , en litres par heure;

FE_k = Facteur d'émission du gaz échappé de la pompe pneumatique k déterminé conformément au paragraphe 4 de QC.29.4.1, en mètres cubes par litre aux conditions de référence;

k = Pompe pneumatique;

QC.29.3.2. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement en continu 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 en continu ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel doivent être calculées séparément selon l'équation 29-5:

Équation 29-5

$$GES_i = \sum_j [N_j \times FE_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

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 , en mètres cubes par heure aux conditions de référence, soit:

- indiqué aux tableaux 29-1, 29-2 ou 29-6 prévus à QC.29.6 dans le cas des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent qui permettent de maintenir des conditions de fonctionnement tel que le niveau de liquide, le niveau de pression, le différentiel de pression ou la température;

- calculé selon l'équation 29-5.1, dans le cas des équipements pneumatiques à échappement intermittent;

- fourni par le fabricant pour des conditions d'opération dans le cas des équipements à échappement intermittent utilisés au niveau de démarreur de compresseur. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser une donnée d'un équipement similaire. Le volume de gaz émis lors du démarrage fourni par le fabricant d'équipements peut être utilisé pour remplacer le produit [$FE_j \times t_j$] de l'équation;

t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique de type j , en heures;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 29-5.1

$$FE_j = CPA_j \times PA_j$$

Où:

FE_j = Facteur d'émission des équipements pneumatiques à échappement intermittent de type j , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

CPA_j = Coefficient de pression d'alimentation au contrôleur de l'équipement pneumatique à échappement intermittent j , déterminé à l'aide du tableau 29-6 prévu à QC.29.6, en mètres cubes par heure par kilopascal. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le coefficient d'un équipement similaire;

PA_j = Pression d'alimentation au contrôleur de l'équipement pneumatique à échappement intermittent j , en kilopascals. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser celle d'un équipement similaire;

j = Équipement pneumatique à échappement intermittent;

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 pour réduire la pression lors des arrêts planifiés ou d'urgence ou de l'entretien des équipements, à l'exception des émissions lors de dépressurisation vers une torchère, lors de décharge de surpression, lors de détente de la pression de fonctionnement et lors de purge des gaz autres que les gaz à effet de serre, doivent être calculées selon l'équation 29-6:

Équation 29-6

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[N_j \times V_j \times \left(\frac{T_{CR}}{T_D \times P_{CR}} \right) (P_{d1} - P_{d2}) \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles 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 des 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 kelvins;

T_D = Température aux conditions de décharge, en kelvins;

P_{d1} = Pression absolue avant la décharge, en kilopascals;

P_{d2} = Pression absolue après la décharge ou une valeur de 0 si le gaz de purge utilisé n'est pas du CO₂ ou du CH₄, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.29.3.4. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches ou aux incinérateurs

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches ou aux incinérateurs doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux torches ou aux incinérateurs 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, 6 dans le cas de l'hexane et 7 dans le cas de l'hexane-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 1,830 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

2° les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux torches ou aux incinérateurs doivent être calculées selon l'équation 29-8:

Équation 29-8

$$CH_4 = [V_G \times FM_{CH_4} \times (1 - eff_i)] \times \left[\frac{T_{CR} \times P_i}{T_i \times P_{CR}} \right] \times \rho_{CH_4} \times 0,001$$

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_i = 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_i = Température lors du torchage, en kelvin;

P_i = Pression lors du torchage, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

ρ_{CH_4} = Densité du CH_4 , soit 0,668 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

3° les émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches ou aux incinérateurs 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:

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches ou aux incinérateurs, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.29.4.4, en mètres cubes aux conditions de référence;

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 aux conditions de référence;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission du N₂O, 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 CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ 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 ou du joint d'étanchéité sec 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 CO₂ et de CH₄ 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

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[\sum_{m=1}^z (D_{G,j} \times t_j)_m \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{cc}}{T_{cc} \times P_{CR}} \right]_j \times \rho_i \times 0,001$$

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;

m = Mode d'opération du compresseur centrifuge *j*;

z = Nombre de modes d'opération du compresseur centrifuge *j*;

D_{Gj} = Débit du gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge *j*, en mode d'opération *m*, 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 ou du joint d'étanchéité sec, en mode d'opération *m*, 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 de QC.29.4;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvins

T_{cc} = Température à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kelvins;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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° 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

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[\sum_{m=1}^z (D_{G,j} \times t_j)_m \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{ca}}{T_{ca} \times P_{CR}} \right]_j \times \rho_i \times 0,001$$

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;

z = Nombre de modes d'opération du compresseur alternatif *j*;

m = Mode d'opération du compresseur alternatif *j*;

D_{Gj} = Débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif *j*, en mode d'opération *m*, déterminé conformément à QC.29.4.6, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps de fonctionnement annuel du compresseur alternatif *j*, en mode d'opération *m*, 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 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 de QC.29.4;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ca} = Température à l'événement à l'air libre du compresseur alternatif, en kelvins;

P_{ca} = Pression à l'événement à l'air libre 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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 doivent être calculées selon QC.29.3.11, 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 de type 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 aux conditions de référence;

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:

- déterminée conformément au paragraphe 4 de QC.29.4.8;

- pour la compression de gaz naturel aux fins du transport terrestre, le stockage souterrain de gaz naturel, les pipelines de transport de gaz naturel et la distribution de gaz naturel : 0,011 pour le CO₂ et 0,975 pour le CH₄;

- pour le stockage de gaz naturel liquéfié et l'importation et l'exportation de GNL : 0 pour le CO₂ et 1 pour le CH₄;

- pour la distribution de gaz naturel : 0,011 pour le CO₂ et 1 pour le CH₄;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 de type 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 aux conditions de référence;

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 au paragraphe 4 de QC.29.4.8;

i = CO₂ ou CH₄;

QC.29.3.8. Calcul des émissions fugitives de CO₂ et de CH₄ attribuables à l'ensemble des composantes qui ne font pas l'objet d'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, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables à l'ensemble des composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de détection 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 dans le cas d'une station dont les émissions sont inférieures à 10 000 tonnes en équivalent CO₂;

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 pipelines de transport et de distribution et du branchement d'immeuble;

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

Où:

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times C_i \times \rho_i \times 0,001$$

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 de type 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 aux conditions de référence;

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 :

- déterminée conformément au paragraphe 4 de QC.29.4.8;

- pour la compression de gaz naturel aux fins du transport terrestre, le stockage souterrain de gaz naturel, les pipelines de transport de gaz naturel et la distribution de gaz naturel : 0,011 pour le CO_2 et 0,975 pour le CH_4 ;

- pour le stockage de gaz naturel liquéfié et l'importation et l'exportation de GNL : 0 pour le CO_2 et 1 pour le CH_4 ;

- pour la distribution de gaz naturel : 0,011 pour le CO_2 et 1 pour le CH_4 ;

ρ_j = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 de type 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 ;

Pour le calcul des émissions fugitives provenant du réseau de pipelines et du branchement d'immeuble, les équations 29-14 et 29-15 peuvent être modifiées tel qu'il est prévu 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.

QC.29.3.9. Calcul des émissions de CH_4 attribuables aux canalisations endommagées par un tiers

Les émissions annuelles de CH_4 attribuables aux canalisations endommagées par un tiers qui sont égales ou supérieures à $1,416 \text{ m}^3$ de CH_4 aux conditions de référence doivent être calculées selon les équations 29-16 et 29-18, comme déterminé en vertu du paragraphe 1 de QC.29.4.9.

Équation 29-16

$$CH_4 = \frac{3,6 \times 10^6 \times A}{\rho_{ref}} \sqrt{\frac{K \times MM}{1000 \times Z \times R \times T}} \times \frac{P_a \times M}{\left(1 + \frac{K-1}{2} M^2\right)^{\frac{K+1}{2(K-1)}}} \times Cd \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{ge}}{T_{ge} \times P_R}\right] \times \rho_{ref} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables à une rupture de canalisation par un tiers ou à une canalisation perforée où l'écoulement est étranglé, en tonnes métriques;

A = Surface de fuite de la canalisation, en mètres carrés;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH_4 , soit 1,299;

MM = Masse moléculaire du CH_4 , soit 16,043 kg par mole;

M = Nombre de Mach, calculé selon l'équation 29-17 lorsque M est égal ou supérieur à 1 ou une valeur de 1 dans les autres cas;

ρ_{ref} = Densité du CH_4 , soit 0,668 kg par mètre cube aux conditions de référence;

T = Température à l'intérieur de la canalisation, en kelvins;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.29.4.9, en kilopascals;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole kelvin;

Z = Facteur de compressibilité du gaz, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 1;

Cd = Coefficient de décharge, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 1;

t = Durée de la fuite due au bris, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

P_{ge} = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

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

Équation 29-17

$$M = \sqrt{\frac{2 \left[\left(\frac{P_a}{P_e} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right]}{K-1}}$$

Où:

M = Nombre de Mach;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC. 29.4.9, en kilopascals;

P_e = Pression absolue au lieu de rupture, en kilopascals;

Équation 29-18

$$CH_4 = \frac{A_{\text{trou}}}{\rho_{\text{ref}}} \sqrt{\frac{2000 \cdot K}{K-1} P_a \rho_a \left[\left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{2/K} - \left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{(K+1)/K} \right]} \times Cd \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{\text{ge}}}{T_{\text{ge}} \times P_R} \right] \times \rho_{\text{ref}} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables à une perforation de canalisation par un tiers où l'écoulement n'est pas étran-
glé, en tonnes métriques;

A_{trou} = Surface de fuite de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4.9, en mètres carrés;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH_4 , soit 1,299;

ρ_{ref} = Densité du CH_4 , soit 0,668 kg par mètre cube aux conditions de référence;

ρ_a = Densité du CH_4 dans la canalisation au point de perforation, en kilogrammes par mètre cube;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.29.4.9, en kilopascals;

P_{Atm} = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole kelvin;

Cd = Coefficient de décharge, déterminé par l'émetteur ou une valeur par défaut de 1;

t = Temps que dure la fuite due à une perforation, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

P_{ge} = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

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

QC.29.3.10. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux réservoirs de transmission

Sous réserve des émissions envoyées à la torche qui doivent être calculées conformément à 29.3.4 en utilisant les quantités mesurées conformément à 29.4.10, les émissions annuelles de CH₄ et de CO₂ attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats d'eau ou d'hydrocarbures, qui sont reliés aux réservoirs de transmission, doivent être calculées selon l'équation 29-19:

Équation 29-19

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [FE \times t]_j \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats reliés aux réservoirs de transmission, en tonnes métriques;

n = Nombre d'équipements;

j = Équipement;

FE = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque équipement *j*, déterminé conformément à QC.29.4.10, en tonnes métriques par heure;

t = Temps pendant lequel le type de composantes *j* a fui, déterminé conformément à QC.29.4.10, en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.29.3.11. Calcul des émissions des autres sources d'émissions

Les émissions des sources d'émissions qui ne sont pas calculées selon les méthodes prévues à QC.29.3.1 à QC.29.3.10 doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° en utilisant les 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.;

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 que pour les années suivantes ils soient étalonnés et utilisés selon les indications du fabricant ou conformément aux méthodes et fréquences 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 (chapitre B-1.1, r. 2) un délai maximal de 36 mois doit être observé entre chaque période de détection;

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.

Tous les équipements pneumatiques à échappement élevé et les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel doivent être équipés de compteurs.

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 ou par la pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel à l'aide d'un équipement de mesure installé sur l'équipement;

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. À défaut d'équipement similaire, il doit faire le calcul en utilisant les facteurs génériques indiqués au tableau 29-6 prévu à QC.29.6;

3° lorsqu'il utilise l'équation 29-4, obtenir de la part du fabricant de pompes pneumatiques les débits de gaz naturel de 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. À défaut d'équipement similaire, l'émetteur doit faire le calcul en utilisant les données indiquées au tableau 29-6 prévu à QC.29.6;

4° obtenir de la part des fabricants d'équipements le facteur d'émission spécifique pour le gaz d'échappement en mètres cubes par litre. Lorsque cette donnée n'est pas disponible, utiliser le facteur d'un équipement similaire.

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 à l'aide d'une méthode d'estimation reconnue basée sur les meilleures données disponibles;

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° (*paragraphe abrogé*).

QC.29.4.4. Torches ou incinérateurs

Dans le cas des torches ou des incinérateurs, l'émetteur doit:

1° déterminer le volume de gaz dirigé à la torche ou à l'incinérateur selon l'une des méthodes suivantes:

a) en utilisant le débit volumétrique du gaz lorsque la torche ou l'incinérateur est muni d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit;

b) en estimant le débit du gaz non mesuré à l'aide d'une méthode d'estimation reconnue basée sur les meilleures données disponibles lorsqu'une partie ou la totalité du gaz n'est pas mesurée par un système visé au sous-paragraphe *a*;

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, à l'aide d'une méthode d'estimation reconnue basée sur les meilleures données disponibles ou à partir d'informations provenant du fournisseur:

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, du pentane, de l'hexane et de l'hexane-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 ou du joint d'étanchéité sec qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le volume du gaz qui est dirigé vers une torche ou un incinérateur et le volume des émissions provenant des événements des vannes d'isolation et de décharge en utilisant l'une des méthodes décrites au sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de QC.29.4.6, pour chaque mode d'opération, soit:

a) le compresseur centrifuge est en fonction et les émissions proviennent des événements des joints d'étanchéité liquide ou sec et des fuites des vannes de décharge par l'événement de décharge;

b) le compresseur centrifuge est en attente ou sous pression, les émissions proviennent des événements des joints d'étanchéité liquide ou sec et des fuites des vannes de décharge par l'événement de décharge;

c) le compresseur centrifuge ne fonctionne pas et est dépressurisé et les émissions proviennent des fuites des vannes d'isolement par l'événement de décharge. Dans ce cas:

i. chaque compresseur centrifuge qui n'est pas muni d'une bride pleine doit être échantillonné au moins une fois sur une période de 3 années consécutives;

ii. chaque compresseur centrifuge qui est muni d'une bride pleine depuis au moins 3 années consécutives n'a pas à être échantillonné;

2° lorsqu'un compresseur centrifuge est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année et qu'il n'est pas muni d'un débitmètre, estimer le débit à l'aide d'une méthode de calcul basée sur un équipement ayant des spécifications et des conditions d'opération similaires ou en utilisant les facteurs d'émission 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 déterminés en mesurant des sources équivalentes en fonction du mode d'opération;

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 vannes reliées à une conduite d'évacuation, telle que les vannes d'isolement des compresseurs hors fonction et dépressurisés 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 et les émissions proviennent des événements de la garniture de la tige et des fuites des vannes de décharge par l'événement de décharge;

b) le compresseur alternatif est en attente et sous pression et les émissions proviennent des événements de la garniture de la tige et des fuites des vannes de décharge par l'événement de décharge;

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 depuis au moins 3 années consécutives;

iii. *(sous-paragraphe abrogé);*

d) lorsqu'un compresseur alternatif est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année et qu'il n'est pas muni d'un débitmètre, estimer le débit à l'aide d'une méthode de calcul basée sur un équipement ayant des spécifications et des conditions d'opération similaires ou en utilisant les facteurs d'émission 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 déterminés en mesurant des sources équivalentes en fonction du mode d'opération;

3° lorsqu'il utilise des sacs gradués pour mesurer le débit du gaz émis par l'évent 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.

Pour l'application du sous-paragraphe a) du paragraphe 1 du premier alinéa, les mesures de débit prises peuvent être utilisées pour une période maximale de 3 ans. Si l'une des mesures ne peut être prise pour des raisons de sécurité, utiliser les facteurs d'émission 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 déterminés en mesurant des sources équivalentes en fonction du mode d'opération.

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 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;

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. Les plans d'instrumentation et de procédé peuvent être utilisés pour obtenir une moyenne représentative du nombre de composantes d'un équipement;

d) en utilisant le nombre de composantes moyennes mentionnées dans les formulaires 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. lorsque les équipements sont difficiles à inventorier;

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, à l'exception du stockage du gaz naturel liquéfié localisé sur les sites de d'importation et d'exportation de gaz naturel liquide qui sont couverts au sous-paragraphe c;

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 29-20 dans le cas des compteurs et des régulateurs hors terre aux stations où il n'y a pas de transfert fiduciaire:

Équation 29-20

$$FE_i = \frac{GES_i \times 1000}{N \times \rho_i \times 8760}$$

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 mètres cubes par heure par composante, aux conditions de référence;

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 transfert fiduciaire ou non fiduciaire si l'émetteur ne possède pas de stations où il y a 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 transfert fiduciaire ou non fiduciaire si l'émetteur ne possède pas de stations où il y a transfert fiduciaire;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

1000 = Facteur de conversion des tonnes métriques en kilogrammes;

8760 = Facteur de conversion d'une année en heures;

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 Manuel: Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System» et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

e) lors de la compression de gaz naturel aux fins du transport terrestre, utiliser 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;

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 utilisant les facteurs d'émission publiés 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.;

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.29.4.9. Émissions attribuables aux canalisations endommagées par des tiers

Dans le cas des émissions attribuables aux canalisations endommagées par des tiers, l'émetteur doit:

1° dans le cas d'une perforation de canalisation, déterminer la valeur du rapport P_{Atm} / P_a

Où:

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC. 29.4.9, en kilopascals;

P_{Atm} = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;

Si le rapport $P_{Atm} / P_a \geq 0,546$ ou si le bris est sur une ligne de distribution, calculer les émissions selon l'équation 29-18. Dans le cas d'une perforation de canalisation, la méthode peut s'appliquer sur chaque perforation ou sur un regroupement de perforations sur des canalisations de même type et à la même pression, en utilisant des moyennes massiques.

Si le rapport $P_{Atm} / P_a < 0,546$ ou si le bris est sur une ligne de transport, calculer les émissions selon les équations 29-16 et 29-17.

Lorsque le débit de la fuite est déterminé à l'aide d'instruments de mesure, utiliser une méthode standard appliquée dans le secteur industriel.

2° déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation en la mesurant ou en l'estimant à l'aide de calculs d'ingénierie:

a) dans le cas d'une rupture de canalisation, à l'endroit où la canalisation rompue se raccorde à une canalisation plus importante;

b) dans le cas d'une perforation de canalisation, au point de perforation;

3° déterminer la surface de fuite de la canalisation en la mesurant ou en l'estimant à l'aide de calculs d'ingénierie.

QC.29.4.10 Émissions fugitives des réservoirs de transmissions

Dans le cas des réservoirs de transmission, l'émetteur doit:

1° pour mesurer les fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats reliés aux réservoirs de transmission, 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;

b) en utilisant la méthode prévue 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.;

2° déterminer le temps pendant lequel l'équipement 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.29.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur, la masse moléculaire, la fraction molaire, la température, la pression ou une donnée échantillonnée, il doit:

a) déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 29-21

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.29.4;

b) dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

i. lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

ii. lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

iii. lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

2° lorsque la donnée manquante est le temps d'opération, la quantité de gaz, la quantité de liquide ou le débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés.

QC.29.6. Tableaux

Tableau 29-1. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par type de composantes, lors de sa compression pour son transport terrestre ou pour toute composante utilisant du gaz naturel non-odorisé

(QC.29.3.2, QC.29.3.4, 2, QC.29.4.7, 1, QC.29.4.8, 1 et 3)

Facteurs d'émission des fuites par type de composantes		
Type de composantes	Composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de détection	Composantes qui font l'objet d'une campagne de détection
	Gaz naturel (tonnes/heure)	Gaz naturel (tonnes/heure)
Raccord	$4,471 \times 10^{-7}$	$4,484 \times 10^{-5}$
Vanne de sectionnement	$4,131 \times 10^{-6}$	$1,275 \times 10^{-4}$
Vanne de commande	$1,650 \times 10^{-5}$	$8,205 \times 10^{-5}$
Vanne de décharge du compresseur	$3,405 \times 10^{-3}$	$5,691 \times 10^{-3}$
Soupape de surpression	$1,620 \times 10^{-4}$	$5,177 \times 10^{-4}$
Compteur à orifice	$4,863 \times 10^{-5}$	$2,076 \times 10^{-4}$
Autre compteur	$9,942 \times 10^{-9}$	$3,493 \times 10^{-7}$
Régulateur	$7,945 \times 10^{-6}$	$1,125 \times 10^{-4}$
Conduite ouverte à l'atmosphère	$9,183 \times 10^{-5}$	$1,580 \times 10^{-4}$
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes		
Type de composantes	Carbone organique total (m ³ /heure)	
Équipement pneumatique à faible échappement	$3,88 \times 10^{-2}$	
Équipement pneumatique à échappement élevé	$2,605 \times 10^{-1}$	
Équipement pneumatique à échappement intermittent (échappement élevé)	$2,476 \times 10^{-1}$	

Équipement pneumatique à échappement intermittent (faible échappement)	6,65 x 10 ⁻²
Pompes à diaphragme	1,0542
Pompes à piston	5,917 x 10 ⁻¹

Tableau 29-2. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par type de composantes, 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	Gaz naturel (m ³ /heure)
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes à la suite d'une campagne de détection	
Vanne	0,4268
Raccord	0,1600
Conduite ouverte à l'atmosphère	0,4967
Soupape de surpression	1,140
Compteur	0,5560
Facteurs d'émissions fugitives pour un ensemble de composantes	
Raccord	2,8 x 10 ⁻⁴
Vanne	2,8 x 10 ⁻³
Soupape de surpression	4,8 x 10 ⁻³
Conduite ouverte à l'atmosphère	8,5 x 10 ⁻⁴
Équipement pneumatique à faible échappement	3,88 x 10 ⁻²
Équipement pneumatique à échappement élevé	2,605 x 10 ⁻¹
Équipement pneumatique à échappement intermittent (échappement élevé)	2,476 x 10 ⁻¹
Équipement pneumatique à échappement intermittent (faible échappement)	6,65 x 10 ⁻²

Pompes à diaphragme	1,0542
Pompes à piston	5,917 x 10 ⁻¹

Tableau 29-3. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par composante, lors du stockage de gaz naturel liquéfié

(QC.29.4.7, 1, QC.29.4.8, 2)

Type de composantes	Gaz naturel (m ³ /heure)
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes suite à une campagne de détection	
Vanne	3,43 x 10 ⁻²
Joint de pompe	1,15 x 10 ⁻¹
Raccord	9,9 x 10 ⁻³
Autre	5,10 x 10 ⁻²
Facteurs d'émissions fugitives pour un ensemble de composantes	
Compresseur de recouvrement de la phase gazeuse	1,20 x 10 ⁻¹

Tableau 29-4. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par composante, 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	Gaz naturel (m ³ /heure)
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes suite à une campagne de détection	
Vanne	3,43 x 10 ⁻²
Joint de pompe	1,15 x 10 ⁻¹
Raccord	9,90 x 10 ⁻³
Autre	5,10 x 10 ⁻²
Facteurs d'émissions fugitives pour un ensemble de composantes	
Compresseur de recouvrement de la phase gazeuse	1,20 x 10 ⁻¹

Tableau 29-5. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel parcomposante, lors de la distribution du gaz naturel ou pour toute composanteutilisant du gaz naturel odorisé

(QC.29.4.7, 1, QC.29.4.8, 2)

Facteurs d'émission des fuites par type de composantes suite à une campagne de détection		
Type de composantes	Composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de détection Gaz naturel (tonnes/heure)	Composantes qui font l'objet d'une campagne de détection Gaz naturel (tonnes/heure)
Raccord	8,227 x 10 ⁻⁸	6,875 x 10 ⁻⁶
Vanne de sectionnement	5,607 x 10 ⁻⁷	1,410 x 10 ⁻⁵
Vanne de commande	1,949 x 10 ⁻⁵	7,881 x 10 ⁻⁵
Soupape de surpression	3,944 x 10 ⁻⁶	3,524 x 10 ⁻⁵
Compteur à orifice	3,011 x 10 ⁻⁶	8,091 x 10 ⁻⁶
Autre compteur	7,777 x 10 ⁻⁹	2,064 x 10 ⁻⁷
Régulateur	6,549 x 10 ⁻⁷	2,849 x 10 ⁻⁵

Conduite ouverte à l'atmosphère	6,077 x 10-5	1,216 x 10-4
Facteurs d'émissions fugitives pour un ensemble de composantes		
Type de composantes		Gaz naturel m ³ /heure
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation est supérieure à 300 psig		3,681 x 10-2
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation se situe entre 100 et 300 psig		5,663 x 10-3
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation est inférieure à 100 psig		2,832 x 10-3
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de distribution		
Type de conduites		Gaz naturel m ³ /heure
Acier non protégé		2,427 x 10-1
Acier protégé		6,829 x 10-3
Plastique		7,969 x 10-3
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de branchement d'immeuble		
Type de conduites		Gaz naturel m ³ /heure/branchement d'immeuble
Acier non protégé		5,953 x 10-3
Acier protégé		6,270 x 10-4
Plastique		4,036 x 10-5
Cuivre		8,829 x 10-4

Tableau 29-6. Débits et coefficients de pression indiqués par les fabricants pour les fuites des équipements pneumatiques à échappement élevé, des équipements pneumatiques à échappement intermittent (échappement élevé), des régulateurs de niveau, des régulateurs de pression et des pompes ainsi que des équipements équivalents

(QC.29.3.1, QC.29.3.2)

Type d'équipements	Débit moyen du gaz échappé (m ³ par heure)	Coefficient de pression (m ³ par heure, par kilopascal)	Équipements équivalents
Équipement pneumatique à échappement élevé	0,2605	0,0012	-
Équipement pneumatique à échappement intermittent (échappement élevé)	0,2476	0,0012	-
Régulateur de pression			
Fisher 4150	0,4209	0,0019	4150K, 4150R, 4160, CVS 4150
Fisher C1	0,0649	-	-
Fisher 4660	0,0151	0,0003	4660A
Régulateur de niveau			
Fisher 2500	0,3967	0,0011	2500S, 2503, L3
Fisher 2680	0,2679	0,0014	2680A
Fisher 2900	0,1447	-	2900A, 2901, 2901A
Fisher L2	0,2641	0,0012	-
Murphy LS1200	0,2619	0,0012	LS1100, LS1200N, LS1200DVO
Norriseal 1001	0,1868	-	1001A, 1001XL
SOR 1530	0,0531	-	-
Positionneur			
Fisher Fieldvue DVC6000	0,2649	0,0011	6030, 6020, 6010
Régulateur de température			
Kimray HT-12	0,0351	-	-
Capteur			

Fairchild TXI7800	0,1543	0,0009			TXI7850
Fisher 546	0,3547	0,0017			546S
Fisher i2P-100	0,2157	0,0009			-
Pompes					
		Coefficient de pression d'alimentation m ³ par heure, par kilopascal	Coefficient de pression d'injection m ³ par heure, par kilopascal	Nombre de coups par minute	
Generic Piston Pump	0,5917	0,0005	0,000027	0,0091	-
Generic Diaphragm Pump	1,0542	0,00202	0,000059	0,0167	-
Morgan HD312	1,1292	0,00418	0,000034	0,0073	HD312-3K, HD312-5K
Texsteam 5100	0,9670	0,0003	0,000034	0,0207	5100LP, 5100H
Williams P125	0,4098	0,00019	0,000024	0,0076	-
Williams P250	0,8022	0,00096	0,000042	0,0079	-
Williams P500	0,6969	0,00224	0,000031	0,0046	-

QC.30. DISTRIBUTION DE CARBURANTS ET DE COMBUSTIBLES

QC.30.1. Champ d'application

Pour l'application du présent protocole, on entend par «carburants et combustibles» les essences automobiles, les carburants diesels, le propane, le butane, le kérosène, le coke de charbon, le coke de pétrole, le charbon, le gaz de distillation, l'éthanol, le biodiésel, le biométhane, le gaz naturel et les mazouts de chauffage, à l'exception:

1° des carburants utilisés en navigation aérienne ou sur l'eau;

2° des hydrocarbures utilisés comme matière première par les industries qui transforment les molécules d'hydrocarbures par des procédés chimiques et pétrochimiques;

3° (*paragraphe abrogé*).

Aux fins de la déclaration d'émissions visée au troisième alinéa de l'article 6.1 et pour l'application du présent protocole, est considéré comme un émetteur faisant la distribution de carburants et de combustibles quiconque est le premier à effectuer au Québec l'une des activités suivantes à l'égard de carburants et de combustibles:

1° toute forme d'échange ou de vente par une personne ou une municipalité, pour consommation au Québec, de carburants et de combustibles qui sont raffinés, fabriqués, mélangés, préparés ou distillés au Québec par cette même personne ou municipalité;

1.1° la vente ou l'échange au Québec, pour fins de consommation, d'échange ou de vente au Québec, de carburants et de combustibles provenant de l'extérieur du Québec, autres que le gaz naturel distribué par un distributeur de gaz naturel au sens de l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01);

2° l'importation au Québec, pour fins de consommation, d'échange ou de vente au Québec, de carburants et de combustibles, autres que le gaz naturel distribué par un distributeur de gaz naturel au sens de l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie;

3° la distribution de gaz naturel pour consommation au Québec par un distributeur de gaz naturel au sens de l'article 2 de Loi sur la Régie de l'énergie.

Pour l'application du paragraphe 1.1 du deuxième alinéa, la vente est considérée faite au Québec lorsque les carburants et les combustibles apportés au Québec sont la propriété d'un vendeur provenant de l'extérieur du Québec.

Pour l'application du paragraphe 2 du deuxième alinéa, l'importation est considérée faite au Québec:

1° dans le cas où les carburants et combustibles proviennent de l'extérieur du Canada, lorsqu'ils sont la propriété d'un acheteur au Québec qui importe au sens de la Loi sur les douanes (L.R.C. 1985, c. 1 (2^e suppl.)) au moment où ils sont apportés au Québec;

2° dans le cas où les carburants et combustibles proviennent d'une autre province ou d'un territoire du Canada, lorsqu'ils sont la propriété d'un acheteur au Québec au moment où ils sont apportés au Québec.

Malgré ce qui précède, l'acheteur et le vendeur visés au troisième et quatrième alinéa peuvent conclure une entente dans laquelle ils identifient lequel d'entre eux est considéré comme un émetteur faisant la distribution de carburants et de combustibles aux fins de la déclaration d'émissions visée au troisième alinéa de l'article 6.1 et pour l'application du présent protocole. La personne ainsi désignée est tenue à toutes les obligations qui incombent à un distributeur de carburants et de combustibles en vertu du présent règlement. À défaut pour la personne désignée de déclarer les émissions visées par l'entente, celle qui aurait dû déclarer celles-ci en vertu du présent règlement si aucune entente n'avait été conclue est tenue d'y remédier dans les plus brefs délais.

Les paragraphes 1.1 et 2 du deuxième alinéa ne s'appliquent pas aux carburants et aux combustibles contenus dans le réservoir de carburant installé comme équipement normal d'alimentation du moteur d'un véhicule ni à ceux qui sont dans un contenant scellé d'un litre et moins.

QC.30.2. 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 et documents suivants:

1° les émissions annuelles attribuables à l'utilisation des carburants et des combustibles distribués pour consommation au Québec, en tonnes métriques en équivalent CO₂, en excluant les carburants et les combustibles, autres que ceux qui servent à des fins de transport, utilisés par un émetteur visé au premier alinéa ou au paragraphe 3 du deuxième alinéa de l'article 2 ou à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1), et qui est tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre en vertu de ce même règlement;

2° pour chaque type de carburant et de combustible, la quantité annuelle totale de carburants et de combustibles distribués pour consommation au Québec, en incluant dans un premier temps et en excluant dans un deuxième temps les quantités annuelles totales des carburants et combustibles utilisés par un émetteur visé au paragraphe 1, et de carburants et de combustibles acquis de l'extérieur du Québec par l'émetteur pour sa propre consommation;

3° le nom et les coordonnées des établissements de chaque émetteur visé au premier alinéa ou au paragraphe 3 du deuxième alinéa de l'article 2 ou à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre en vertu de ce même règlement auxquels il a distribué dans l'année des carburants et combustibles ainsi que la quantité annuelle totale distribuée à chacun de ces établissements, par type de carburant et de combustible;

3.1° le nom et les coordonnées des établissements de toute personne à qui l'émetteur a distribué, à l'extérieur du Québec, des carburants et des combustibles et la quantité annuelle totale distribuée à chacun de ces établissements, par type de carburant et de combustible;

3.2° dans les cas visés aux paragraphes 3 et 3.1 ainsi que dans le cas où l'émetteur est en mesure de démontrer que des quantités de carburants et de combustibles qu'il a distribuées au Québec ont ultimement été redistribuées à l'établissement d'un émetteur visé au premier alinéa ou au paragraphe 3 du deuxième alinéa de l'article 2 ou à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre ou à une personne à l'extérieur du Québec, une attestation signée par la personne responsable de la déclaration de l'établissement ou, dans le cas d'une personne à l'extérieur du Québec, par la personne ayant effectivement reçu les carburants et les combustibles provenant de l'émetteur qui confirme les quantités totales reçues dans l'année, pour chaque type de carburant et de combustible, ainsi que les numéros des protocoles associés à la consommation des types de carburant et combustible, pour chaque établissement visé;

3.3° dans le cas où une entente a été conclue entre le vendeur et l'acheteur en vertu du cinquième alinéa de QC.30.1, le nom et les coordonnées de chacune des parties, la date à laquelle l'entente est intervenue ainsi que le type et la quantité annuelle totale de carburant ou combustible ayant fait l'objet de l'entente;

4° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.30.5 ont été utilisées.

Pour l'application du premier alinéa, les quantités doivent être exprimées en milliers de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz, en kilolitres dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide et en tonnes métriques sèches dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en masse.

QC.30.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

Les émissions annuelles en équivalent CO₂ attribuables à l'utilisation des carburants et des combustibles distribués pour consommation au Québec doivent être calculées selon l'équation 30-1:

Équation 30-1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n [Q_i \times FE_i]$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles attribuables à l'utilisation des carburants et des combustibles distribués pour consommation au Québec, en tonnes métriques en équivalent CO_2 ;

n = Nombre de carburants et de combustibles distribués pour consommation au Québec;

i = Carburant ou combustible;

Q_i = Quantité annuelle de carburant ou de combustible *i* distribué, calculée selon l'équation 30-2, soit:

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres dans le cas des carburant et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

FE_i = Facteur d'émission du carburant ou du combustible *i* indiqué au tableau 30-1 prévu à QC.30.6, soit:

— en tonnes métriques en équivalent CO_2 par millier de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en tonnes métriques en équivalent CO_2 par kilolitre dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

Équation 30-2

$$Q_i = Q_i^T - Q_i^E$$

Où:

Q_i = Quantité annuelle de carburant ou de combustible *i* distribué, soit:

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

Q_i^T = Quantité annuelle totale du carburant ou du combustible *i* distribué pour consommation au Québec ou acquis de l'extérieur du Québec par l'émetteur pour sa propre consommation, mesurée conformément à QC.30.4, soit:

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

Q_i^E = Quantité annuelle totale du carburant ou combustible *i*, autre que le carburant ou le combustible utilisé à des fins de transport, distribué à un émetteur pour ses établissements visés au premier alinéa ou au paragraphe 3 du deuxième alinéa de l'article 2 ou à l'article 2.1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et qui est tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) en vertu de ce même règlement, mesurée conformément à QC.30.4, soit:

— en milliers de mètres cubes aux conditions de référence dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

— en kilolitres dans le cas des carburants et combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide.

QC.30.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite une entreprise qui distribue des carburants et des combustibles doit s'assurer que les instruments utilisés pour les mesures de quantité des carburants et des combustibles soient calibrés selon l'une des méthodes suivantes:

1° par un étalonnage avant la première déclaration d'émissions et pour les années suivantes selon les indications du fabricant, à la fréquence la plus grande entre celle prescrite par celui-ci ou 1 fois par année;

2° selon les méthodes et aux fréquences et précisions déterminées par Mesures Canada.

L'émetteur qui exploite une entreprise qui distribue des carburants et des combustibles doit mesurer leur quantité aux points suivants, selon le type d'activité effectuée:

1° dans le cas des activités visées aux paragraphes 1, 1.1 et 2 du deuxième alinéa de QC.30.1, au point primaire de distribution ou, le cas échéant, de consommation ou, si ce n'est pas possible de prendre une telle mesure, il doit obtenir les quantités du fournisseur;

2° dans le cas de l'activité visée au paragraphe 3 du deuxième alinéa de QC.30.1, au point de livraison.

Aux fins de l'application du paragraphe 1 du deuxième alinéa, l'émetteur qui ajoute des hydrocarbures à des carburants et combustibles dont l'obligation de déclaration incombe à un autre émetteur doit soustraire ces quantités de carburants et combustibles des quantités de carburants et combustibles mesurés.

QC.30.5. Méthode d'estimation des données manquantes

L'émetteur doit pouvoir faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées.

Lorsque la donnée manquante est la quantité de carburants ou de combustibles distribués, 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.30.6. Tableaux

Tableau 30-1. Facteurs d'émission des carburants et des combustibles, en équivalent CO₂

(QC.30.3)

Carburants et combustibles liquides	Facteur d'émission (tonnes métriques en équivalent CO ₂ par kilolitre)
Essences automobiles	2,371
Carburants diesels	2,995
Kérosène	2,543
Mazouts légers (0, 1 et 2)	2,734
Mazouts lourds (4, 5 et 6)	3,146
Propane	1,543
Butane	1,763
Gaz naturel liquéfié	1,178
Coke de pétrole liquéfié	3,837

Éthanol (100%)*	0,082
Biodiesel (100%)*	0,123
Carburants et combustibles gazeux	Facteur d'émission (tonnes métriques en équivalent CO₂ par millier de mètres cubes)
Gaz naturel	1,889
Gaz naturel comprimé	1,923
Biométhane*	0,011
Gaz de distillation (raffinerie)	1,757
Carburants et combustibles solides	Facteur d'émission (tonnes métriques en équivalent CO₂ par tonne métrique)
Coke de charbon	2,487
Coke de pétrole	3,454
Charbon	2,397

* Facteur d'émission excluant les émissions de CO₂.

QC.31. PRODUCTION DE DIOXYDE DE TITANE

QC.31.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production de dioxyde de titane par le procédé au chlorure.

QC.31.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques;

3° la quantité annuelle de coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques;

4° la teneur en carbone moyenne annuelle du coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke;

5° la quantité annuelle de matières résiduelles utilisées, en tonnes métriques sèches;

6° la teneur en carbone moyenne annuelle des matières résiduelles, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique sèche de matières résiduelles;

6.1° la quantité annuelle de pierre calcaire utilisée, en tonnes métriques;

6.2° la teneur en carbone moyenne annuelle de la pierre calcaire utilisée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de pierre calcaire;

7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.31.5 ont été utilisées;

8° la quantité annuelle de chaque produit permettant de calculer la quantité de pigment d'oxyde de titane équivalent, en tonnes métriques;

9° la quantité annuelle de pigment d'oxyde de titane équivalent, en tonnes métriques.

Les paragraphes 4, 6 et 6.2 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées au paragraphe 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 1 du premier alinéa.

QC.31.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de dioxyde de titane

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés utilisés pour la production de dioxyde de titane doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.31.3.1 et QC.31.3.2.

QC.31.3.1. 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.31.3.2. Calcul par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux matériaux carbonés utilisés dans le procédé au chlorure comme agent réducteur peuvent être calculées selon l'équation 31-1:

Équation 31-1

$$CO_2 = [(AR \times TC_{AR}) - (M_{res} \times TC_{res}) + (PC \times TC_{PC})] \times 3,664$$

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables au coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques;

AR = Consommation annuelle de coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques;

TC_{AR} = Teneur en carbone moyenne annuelle du coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke;

M_{res} = Quantité annuelle de matières résiduelles utilisées, en tonnes métriques sèches;

TC_{res} = Teneur en carbone moyenne annuelle des matières résiduelles, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique sèche de matières résiduelles;

PC = Quantité annuelle de pierre calcaire utilisée, en tonnes métriques;

TC_{PC} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la pierre calcaire, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de pierre calcaire;

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

QC.31.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.31.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit du dioxyde de titane doit:

1° déterminer la teneur en carbone du coke, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs par année selon l'une des méthodes suivantes:

a) la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal»;

b) la plus récente version de la norme ASTM D3176, intitulée «Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke»;

c) toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

2° calculer la quantité mensuelle de coke utilisé 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 ou à l'aide de la documentation liée à l'approvisionnement;

3° à partir des données déterminées conformément au paragraphe 1, calculer annuellement la teneur en carbone moyenne annuelle du coke selon l'équation 1-18 prévue à QC.1.5.5 en remplaçant la quantité de combustible par la quantité de coke;

4° déterminer annuellement la teneur en carbone moyenne de la matière résiduelle à partir d'un composé annuel fait à partir des composés mensuels conformément à la plus récente version de la méthode MA. 310-CS 1 du Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec;

5° déterminer annuellement la teneur en carbone moyenne de la pierre calcaire conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

5.1° calculer la quantité annuelle de pierre calcaire utilisée en la pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les balances, les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

6° calculer la quantité annuelle de matières résiduelles utilisées en les pesant au moyen du même équipement que celui utilisé à des fins d'inventaire, tel que les balances, les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré;

7° calculer la quantité annuelle de chaque produit qui permet de déterminer la quantité annuelle de pigment d'oxyde de titane équivalent 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.

QC.31.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou une autre donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 31-2

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.31.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse, il doit:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de coke, la quantité annuelle de chaque produit qui permet de déterminer la quantité annuelle de pigment d'oxyde de titane équivalent, la quantité de matières résiduelles ou la quantité de pierre calcaire, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.32. PRODUCTION DE SCORIES DE DIOXYDE DE TITANE À PARTIR DE LA RÉDUCTION DE L'ILMÉNITE ET TRAITEMENT DE FONTE LIQUIDE

QC.32.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de production de scories de dioxyde de titane à partir de la réduction de l'ilménite et de traitement de la fonte liquide.

QC.32.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions totales annuelles de CO₂ attribuables à la réduction de l'ilménite, en tonnes métriques;

2° les émissions totales annuelles de CO₂ attribuables au traitement de la fonte liquide, en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

4° dans le cas du procédé de réduction de l'ilménite:

a) la consommation annuelle de chaque type d'ilménite, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de chaque matériau utilisé, autre que l'ilménite, contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

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

d) la production annuelle de fonte liquide, en tonnes métriques;

e) la production annuelle de scories de dioxyde de titane (TiO₂) coulées aux fours de réduction, en tonnes métriques;

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

g) la quantité annuelle des autres résidus que ceux visés au sous-paragraphe f, en tonnes métriques;

5° dans le cas du traitement de la fonte liquide:

a) la consommation annuelle de fonte liquide, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de chaque matériau utilisé, autre que la fonte liquide, contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

c) la production annuelle de fonte traitée, en tonnes métriques;

d) la quantité annuelle de laitier produit, en tonnes métriques;

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

f) la quantité annuelle des autres résidus que ceux visés au sous-paragraphe e, en tonnes métriques;

6° la teneur en carbone des matières et des produits du procédé de réduction de l'ilménite et du procédé de traitement de la fonte liquide visés aux paragraphes 4 et 5 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières et de produits;

7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.32.5 ont été utilisées.

Le paragraphe 6 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 3 du premier alinéa.

QC.32.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

L'émetteur doit calculer les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de réduction de l'ilménite et de traitement de la fonte liquide conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.32.3.1 à QC.32.3.3.

QC.32.3.1. Utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés de réduction de l'ilménite et de traitement de la fonte liquide 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.32.3.2. Calcul des émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de réduction de l'ilménite

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de réduction de l'ilménite peuvent être calculées selon l'équation 32-1. Les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour moins de 0,5% du carbone présent dans le procédé n'ont pas à être considérés dans ce calcul.

Équation 32-1

$$CO_2 = \left[\sum_{i=1}^n (IL_i \times TC_{IL,i}) + \sum_{k=1}^p (M_k \times TC_{M,k}) + (EC \times TC_{EC}) - (F \times TC_F) - (SC \times TC_{SC}) - (R \times TC_R) - (RS \times TC_{RS}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la réduction de l'ilménite, en tonnes métriques;

n = Nombre de type d'ilménites;

i = Type d'ilménite;

IL_i = Consommation annuelle d'ilménite i , en tonnes métriques;

$TC_{IL,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'ilménite i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'ilménite i ;

p = Nombre de matériaux utilisés autre que l'ilménite;

k = Matériau utilisé autre que l'ilménite;

M_k = Quantité annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que l'ilménite, en tonnes métriques;

$TC_{M,k}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que l'ilménite, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau k ;

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

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

F = Production annuelle de fonte liquide, en tonnes métriques;

TC_F = Teneur en carbone moyenne annuelle de la fonte liquide produite, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fonte liquide;

SC = Production annuelle de scories de TiO_2 , en tonnes métriques;

TC_{SC} = Teneur en carbone moyenne annuelle des scories de TiO_2 , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de scories de TiO_2 ;

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

TC_R = Teneur en carbone moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

R_s = Quantité annuelle d'autres résidus produits, en tonnes métriques;

TC_{R_s} = Teneur en carbone moyenne annuelle des autres résidus produits ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

QC.32.3.3. Calcul des émissions annuelles de CO_2 attribuables au traitement de la fonte liquide

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables au traitement de la fonte liquide peuvent être calculées selon l'équation 32-2. Les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour moins de 0,5% du carbone présent dans le procédé n'ont pas à être considérés dans ce calcul.

Équation 32-2

$$CO_2 = \left[(F \times TC_F) + \sum_{k=1}^p (M_k \times TC_{M,k}) - \sum_{i=1}^n (Ft_i \times TC_{Ft,i}) - (La \times TC_{La}) - (R \times TC_R) - (Rs \times TC_{Rs}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au traitement de la fonte liquide, en tonnes métriques;

F = Quantité de fonte liquide traitée annuellement, en tonnes métriques;

TC_F = Teneur en carbone moyenne annuelle de la fonte liquide traitée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fonte liquide;

p = Nombre de matériaux utilisés autres que la fonte liquide;

k = Matériau utilisé autre que la fonte liquide;

M_k = Quantité annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que la fonte liquide, en tonnes métriques;

$TC_{M,k}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que la fonte liquide, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau k;

F_{t_i} = Quantité annuelle de fonte liquide produite après traitement, en tonnes métriques;

$TC_{F_{t,i}}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de la fonte liquide après traitement, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fonte liquide après traitement;

n = Nombre de types de fonte liquide;

i = Type de fonte liquide;

La = Quantité annuelle de laitier produit, en tonnes métriques;

TC_{F_g} = Teneur en carbone moyenne annuelle du laitier produit ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de laitier produit;

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

TC_R = Teneur en carbone moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

Rs = Quantité annuelle d'autres résidus produits, en tonnes métriques;

TC_{R_s} = Teneur en carbone moyenne annuelle des autres résidus produits ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

QC.32.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

QC.32.4.1. Teneur en carbone

Lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.32.3.2 et QC.32.3.3 sont utilisées, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise le procédé de réduction de l'ilménite et le procédé de traitement de la fonte liquide doit, pour les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour 0,5% ou plus du carbone présent dans le procédé, utiliser les données indiquées par le fournisseur ou déterminer la teneur en carbone en analysant un minimum de 3 échantillons représentatifs par année selon les méthodes suivantes:

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

2° dans le cas des matériaux utilisés dans le procédé de réduction de l'ilménite ou des scories de TiO₂ produites, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

3° dans le cas du charbon, du coke et des électrodes de carbone utilisées dans les fours à arc électrique, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

4° dans le cas des combustibles, des matières premières ou des produits liquides, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D7582, intitulée «Standard Test Methods for Proximate Analysis of Coal and Coke by Macro Thermogravimetric Analysis», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

5° dans le cas de la fonte liquide, conformément à la plus récente version de la norme ASTM E1019, 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», ou ASTM E415, intitulée «Standard Test Method for Atomic Emission Vacuum Spectrometric Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

6° dans le cas du laitier, des résidus en provenance du système antipollution ou d'autres résidus, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou utiliser une valeur par défaut de 0.

QC.32.4.2. Consommation de matières

L'émetteur doit déterminer les quantités de matières solides, liquides et gazeuses et les quantités nécessaires au calcul selon l'équation 32-1 ou 32-2 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.32.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou une autre donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 32-3

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

Q_{ERéel} = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

Q_{Requis} = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.32.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse, il doit:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation d'ilménite, la consommation de matériaux, la consommation d'électrodes de carbone, la quantité de fonte liquide traitée, la production de scories, la production de fonte liquide ou la production d'autres sous-produits, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.33. EXPLORATION ET EXPLOITATION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AINSI QUE TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

QC.33.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés et les équipements suivants:

1° l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel en milieu aquatique effectuées sur toute plateforme temporaire ou permanente, lesquelles comprennent:

a) l'utilisation d'équipements servant à extraire des hydrocarbures des terres submergées;

b) l'utilisation d'équipements servant à transférer le pétrole ou le gaz naturel dans des réservoirs, des bateaux ou en milieu terrestre, incluant les plateformes secondaires et les réservoirs attenants à la plateforme principale;

2° l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel en milieu terrestre, lesquelles comprennent:

a) l'utilisation d'équipements aux puits, tels que les compresseurs, les génératrices, les installations de stockage et les conduites, telles que les conduites d'écoulement ou de collecte à l'intérieur de l'installation;

b) l'utilisation d'équipements portables non motorisés, tels que l'équipement de forage, de complétion et de reconditionnement de puits;

c) l'utilisation d'équipements de séparation par gravité;

d) l'utilisation d'équipements d'appoint non liés au transport, incluant les équipements loués, nécessaires à l'exploration et l'exploitation, à l'extraction, à la récupération, à l'enlèvement, à la stabilisation, à la séparation ou au traitement du pétrole et du gaz naturel, incluant les condensats;

e) les installations de stockage et les systèmes servant à la collecte du gaz extrait de plusieurs puits;

- f)* les activités de récupération assistée du pétrole (RAP) nécessitant l'injection de CO₂;
 - g)* les installations d'exploration et d'exploitation situées sur une île naturelle ou artificielle ou sur une structure reliée par une route au continent ou à une île naturelle ou artificielle;
- 3° le traitement de gaz naturel en milieu terrestre, lequel comprend:
- a)* l'extraction des hydrocarbures ou des condensats;
 - b)* l'extraction de l'eau;
 - c)* la séparation des gaz naturels liquéfiés;
 - d)* l'extraction du sulfure d'hydrogène (H₂S) et du CO₂;
 - e)* la fracturation liquide présent dans le gaz naturel;
 - f)* le captage du CO₂ extrait du gaz naturel aux fins de livraison à l'extérieur des installations;
 - g)* les stations collectrices ou auxiliaires où le gaz naturel en provenance de multiples têtes de puits est rassemblé et traité de même que compressé aux fins de transport, notamment au moyen de conduites d'écoulement internes ou externes, ou de compresseurs, pour alimenter les usines de traitement du gaz naturel;
 - h)* tout autre procédé de traitement.

QC.33.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

- 1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion calculées et déclarées conformément à QC.1 ou, lorsque le gaz extrait du site ou tout autre type de gaz est utilisé, conformément à QC.33.3.19, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements portables calculées et déclarées conformément à QC.1 ou, lorsque le gaz extrait du site ou tout autre type de gaz est utilisé, conformément à QC.33.3.19, en tonnes métriques;
- 3° les émissions fugitives annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'évents et de torches, calculées conformément à QC.33.3.21, en tonnes métriques;
- 4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu terrestre, en tonnes métriques, en précisant:
 - a)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées conformément à QC.33.3.1;
 - b)* 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, calculées conformément à QC.33.3.2;
 - c)* les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, calculées conformément à QC.33.3.3;

- d)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs, calculées conformément à QC.33.3.4;
- e)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides, calculées conformément à QC.33.3.5;
- f)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements, calculées conformément à QC.33.3.6;
- g)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements, calculées conformément à QC.33.3.7;
- h)* les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers, calculées conformément à QC.33.3.8;
- i)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des réservoirs associées à l'exploration, à l'exploitation, au traitement et au stockage de pétrole et de gaz naturel des installations en milieu terrestre, calculées conformément à QC.33.3.9;
- j)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs de transmission, calculées conformément à QC.33.3.10;
- k)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production, calculées conformément à QC.33.3.11;
- l)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés dirigés aux événements ou aux torches, calculées conformément à QC.33.3.12;
- m)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches, calculées conformément à QC.33.3.13;
- n)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.33.3.14;
- o)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.33.3.15;
- p)* les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux composantes des pipelines de collecte, calculées conformément à QC.33.3.17;
- q)* les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles les vannes, les raccords, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression, les pompes, les brides, les instruments métrologiques, les bras de chargement, les soupapes de sûreté, les boîtes à bourrage, les joints d'étanchéité de compresseur, les leviers de commande de décharge et les couvercles d'évents pour le traitement du pétrole brut, calculées conformément à QC.33.3.17;
- r)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, calculées conformément à QC.33.3.18;
- s)* les émissions fugitives annuelles des autres sources d'émissions fugitives, calculées conformément à QC.33.3.20;
- 5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations de traitement de gaz naturel en milieu terrestre, en tonnes métriques, en précisant:

- a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, calculées conformément à QC.33.3.3;
 - b) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs, calculées conformément à QC.33.3.4;
 - c) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements, calculées conformément à QC.33.3.7;
 - d) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables au stockage de gaz naturel, calculées conformément à QC.33.3.9;
 - e) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches, calculées conformément à QC.33.3.13;
 - f) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.33.3.14;
 - g) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.33.3.15;
 - h) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles les vannes, les raccords, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression et les compteurs, calculées conformément à QC.33.3.16;
 - i) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux composantes de pipelines des collectes, calculées conformément à QC.33.3.17;
 - j) les émissions fugitives annuelles des autres sources d'émissions fugitives, telles que l'événement de la garniture de la tige de piston du compresseur alternatif et les joints d'étanchéité secs et humides du compresseur centrifuge, calculées conformément à QC.33.3.20;
- 6° les données suivantes pour chaque source d'émissions visées aux paragraphes 2 à 4:
- a) les facteurs d'émissions spécifiques utilisés en remplacement des valeurs indiquées aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6;
 - b) le nombre d'équipements pneumatiques au gaz naturel utilisés, selon chaque type, soit à échappement élevé, à faible échappement ou à échappement intermittent;
 - c) le nombre de pompes pneumatiques au gaz naturel;
 - d) la quantité totale de gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, en milliers de mètres cubes;
 - e) 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;
 - f) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pour l'extraction des liquides;
 - g) le nombre de conduites endommagées par un tiers et les volumes de gaz naturel émis à l'atmosphère pour chacun des bris;

h) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pendant la complétion, en indiquant:

- i. le nombre de complétions de puits conventionnels;
- ii. le nombre de complétions de puits recourant à la fracturation hydraulique;

i) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pendant le reconditionnement;

j) pour chaque compresseur utilisé:

i. le type de compresseur;

ii. dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs à l'établissement est supérieure ou égale à 186,4 kW:

— la capacité nominale du compresseur, en kilowatts;

— le nombre annuel de décharges;

iii. le nombre de compresseurs démarrés durant l'année;

k) le nombre de décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole;

l) le nombre de puits testés;

m) le nombre de puits pour lesquels les gaz associés sont dirigés aux événements ou aux torches;

n) le nombre de puits soumis à l'extraction des liquides;

o) le nombre de puits reconditionnés;

p) lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.33.3.16 et QC.33.3.17 sont utilisées:

i. les composantes de chaque source d'émission;

ii. les facteurs d'émission déterminés conformément à QC.33.4.16 et QC.33.4.17;

iii. le nombre total de fuites détectées lors des campagnes annuelles de détection effectuées;

q) la quantité annuelle de pétrole produit, en kilolitres;

r) la quantité de gaz naturel produit, en milliers de mètres cubes;

7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.33.5 ont été utilisées.

Les émissions attribuables à l'évacuation ou à d'autres sources d'émissions fugitives ou d'événements visées aux sous-paragraphes *q* et *s* du paragraphe 4 et au sous-paragraphes *j* du paragraphe 5 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 totales de l'émetteur.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 3 à 5 du premier alinéa.

QC.33.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'exploration, à l'exploitation de pétrole et de gaz naturel et au traitement de gaz naturel doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.33.3.1 à QC.33.3.20.

Lorsqu'aucune méthode de calcul n'est prévue pour une source d'émission, l'émetteur doit utiliser les pratiques d'inventaire propres au secteur.

QC.33.3.1. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, c'est-à-dire un équipement dont le débit à l'événement est supérieur à 0,17 m³ à l'heure, et attribuables aux pompes pneumatiques au gaz naturel doivent être calculées conformément aux équations 33-1 à 33-4:

Équation 33-1

$$GES_i = GES_{m,i} + GES_{n-m,i}$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

GES_{m,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées selon l'équation 33-2 lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé est mesuré, en tonnes métriques;

GES_{n-m,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées, lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements n'est pas mesuré, selon l'équation 33-3 dans le cas des équipements pneumatiques à échappement élevé et selon l'équation 33-4 dans le cas des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 33-2

$$GES_{m,i} = V_{GN} \times FM_i \times \frac{MM_i}{CVM} \times 0,001$$

Où:

GES_{m,i} = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé ou aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

V_{GN} = Volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé ou par les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.1, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

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 33-3

$$GES_{n-m,i} = \sum_{j=1}^n [D_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_{n-m,i} = Émissions annuelles 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 de QC.33.4.1, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique *j*, en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 33-4

$$GES_{n-m,i} = \sum_{k=1}^m [Q_{GN,k} \times V_k] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

m = Nombre total de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel;

k = Pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel;

$Q_{GN,k}$ = Quantité de gaz naturel consommé par la pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel k , déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.1, 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 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.33.3.2. 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 33-5:

Équation 33-5

$$GES_i = \sum_j [N_j \times FE_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

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.33.4.2;

FE_j = Facteur d'émission des équipements pneumatiques de type j , déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.2, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique de type j , en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.33.3.3. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides

À l'exception des émissions qui sont réintroduites dans un puits de pétrole ou des gaz et des émissions qui sont envoyés vers une torche commune à d'autres équipements qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.13, les émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4;

2° lorsqu'il n'y a pas de système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions mais qu'il y a un équipement qui mesure la quantité de gaz émis, selon l'équation 33-6:

Équation 33-6

$$CO_2 = V_G \times FM_{CO_2} \times \rho_{CO_2} \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz naturel non traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.3, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_{CO_2} = Fraction molaire de CO_2 dans le gaz naturel non traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;

ρ_{CO_2} = Densité du CO_2 , soit 1,830 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

3° lorsqu'il n'y a pas de système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, ni d'équipement qui mesure la quantité de gaz émis, selon l'équation 33-7:

Équation 33-7

$$CO_2 = V_G \times \frac{[FM_{CO_2-en} \times (1 - FM_{H_2S-sort}) - FM_{CO_2-sort} \times (1 - FM_{H_2S-en})]}{(1 - FM_{H_2S-sort} - FM_{CO_2-sort})} \times \rho_{CO_2} \times 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz naturel non traité se dirigeant aux équipements d'épuration des gaz acides, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.3, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_{CO_2-en} = Fraction molaire de CO_2 dans le gaz naturel non traité à l'entrée des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;

FM_{CO_2-sort} = Fraction molaire de CO_2 dans le gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;

FM_{H_2S-en} = Fraction molaire de H_2S dans le gaz naturel non traité à l'entrée des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.3;

$FM_{H_2S-sort}$ = Fraction molaire de H_2S dans le gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.3;

ρ_{CO_2} = Densité du CO_2 , soit 1,830 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

QC.33.3.4. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des déshydrateurs

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° déterminer les émissions de CO₂ et de CH₄ à l'aide du progiciel de simulation tel GRI-GLYCalc, version 4, ou AspenTech HYSYS^{MD} ou d'un outil de simulation similaire. Ce progiciel ou cet outil doit utiliser l'équation d'état Peng-Robinson pour calculer le coefficient d'équilibre, permettre de déterminer les émissions de CH₄ et de CO₂ des déshydrateurs, permettre d'inclure les appareils de contrôle du régénérateur, le réservoir de détente, une unité de dégazolinage et une pompe à injection de gaz ou une pompe au gaz et permettre de spécifier les paramètres suivants:

- a) le taux d'alimentation en gaz naturel;
- b) la teneur en eau du gaz naturel d'alimentation;
- c) la teneur en eau du gaz naturel de sortie;
- d) le type de pompe de circulation de l'unité d'absorption, soit pneumatique au gaz naturel ou pneumatique à air ou à électricité;
- e) le taux de circulation de l'absorbant;
- f) le type d'absorbant, tel le triéthylèneglycol, le diéthylèneglycol ou l'éthylène glycol;
- g) l'utilisation d'une unité de dégazolinage;
- h) l'utilisation d'un réservoir de détente avec récupération du gaz;
- i) le nombre d'heures d'exploitation;
- j) la température et la pression du gaz naturel humide;
- k) la composition du gaz naturel humide déterminée conformément à QC.33.4.4;

2° dans le cas des déshydrateurs utilisant des produits déshydratants, calculer les émissions à partir de la quantité de gaz naturel émise à la suite de chaque décharge survenue lors du remplissage de produits déshydratants, selon l'équation 33-8:

Équation 33-8

$$GES_i = \left(\frac{H \times D^2 \times \pi \times P_{atm} \times G \times 365}{4 \times P \times t} \right) \times \left[\frac{T_R \times P_d}{T_d \times P_R} \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des déshydrateurs, en tonnes métriques;

H = Hauteur du réservoir du déshydrateur, en mètres;

D = Diamètre intérieur du réservoir du déshydrateur, en mètres;

π = Nombre pi, soit 3,1416;

P = Pression du gaz naturel, en kilopascals;

P_{atm} = Pression atmosphérique, en kilopascals;

G = Fraction en volume du réservoir occupé par le gaz naturel;

t = Durée entre les remplissages, en jours;

365 = Nombre de jours dans une année;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins

T_d = Température à l'événement du déshydrateur, en kelvins;

P_d = Pression à l'événement du déshydrateur, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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° lorsque les émissions attribuables aux événements des déshydrateurs sont envoyées à la torche, calculer les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant le volume et la composition du gaz déterminés conformément au paragraphe 1.

Aux fins du calcul des émissions en vertu du premier alinéa, lorsque le déshydrateur effectue la récupération des vapeurs, les émissions doivent être ajustées à la baisse en fonction des émissions récupérées.

QC.33.3.5. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides peuvent être calculées selon l'équation 33-9:

Équation 33-9

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N \times V \times t]_j \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides, en tonnes métriques;

n = Nombre de groupes de puits;

j = Groupe de puits où sont extraits les liquides;

N = Nombre de puits d'un même groupe;

V = Débit moyen de gaz naturel à la sortie de l'événement du puits représentatif du groupe j , mesuré conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.5, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t = Temps annuel de décharge aux événements du puits représentatif du groupe j , en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 ;

2° dans le cas des événements des puits qui utilisent une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides, les émissions peuvent être calculées selon l'équation 33-10:

Équation 33-10

$$GES_i = \sum_j \left[\left(\frac{H \times D^2 \times \pi \times P \times N}{4 \times 101,325} \right) + (V \times (t - 0,5) \times Z) \right] \times \left[\frac{T_R \times P_{ep}}{T_{ep} \times P_R} \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des puits qui utilisent une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides, en tonnes métriques;

j = Puits qui utilise une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides;

H = Profondeur jusqu'au butoir de pompe, en mètres;

D = Diamètre intérieur du puits, en mètres;

π = Nombre pi, soit 3,1416;

P = Pression absolue du gaz naturel, en kilopascals;

101,325 = Pression de référence, en kilopascals;

N = Nombre d'évacuations dans l'année;

V = Débit moyen d'une décharge à l'événement, en mètres cubes par heure;

t = Temps pendant lequel l'événement est ouvert à l'atmosphère, en heures;

0,5 = Temps moyen d'une décharge à l'événement, en heures;

Z = Égale 0 si *t* < 0,5 ou égale 1 si *t* ≥ 0,5;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'événement du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression absolue à l'événement du puits, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

FM_{*i*} = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.33.3.6. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz de l'événement sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.6;

2° selon l'équation 33-11:

Équation 33-11

$$GES_i = \sum_j (V_{ev} - V_{CO_2-N_2} - V_{res})_j \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des puits de gaz pendant les complétions et les reconditionnements, en tonnes métriques;

j = Puits de gaz;

V_{ev} = Quantité de gaz naturel à l'événement d'un puits *j*, déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.6, en mètres cubes aux conditions de référence;

V_{CO₂-N₂} = Quantité de CO₂ ou d'azote (N₂) injecté dans le puits *j* pour la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

V_{res} = Quantité de gaz naturel du puits *j* envoyé au réseau de transport ou de distribution durant la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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° dans le cas où le régime d'écoulement est sonique ou subsonique, selon l'équation 33-12:

Équation 33-12

$$GES_i = \sum_j (V_{ev-s} + V_{ev-ss} - V_{CO_2-N_2} - V_{res})_j \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des puits de gaz pendant les complétions et les reconditionnements, en tonnes métriques;

j = Puits de gaz;

V_{ev-s} = Quantité émise de gaz naturel en régime sonique à l'événement d'un puits j , calculée conformément au sous-paragraphe *a*, en mètres cubes aux conditions de référence;

V_{ev-ss} = Quantité émise de gaz naturel en régime subsonique à l'événement d'un puits j , calculée conformément au sous-paragraphe *b*, en mètres cubes aux conditions de référence;

$V_{CO_2-N_2}$ = Quantité de CO_2 ou de N_2 injecté dans le puits j pour la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

V_{res} = Quantité de gaz naturel du puits j envoyée au réseau de transport ou de distribution durant la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 ;

a) en déterminant la quantité de gaz naturel émis en régime sonique selon la méthode suivante:

Équation 33-13

$$V_{ev-t} = \left(A \times \sqrt{187,08 \times T_{am}} \times t_s \right)_j \times 3600 \times \left[\frac{T_R \times P_{ep}}{T_{ep} \times P_R} \right]$$

Où:

V_{ev-s} = Quantité de gaz naturel émis en régime sonique à l'évent d'un puits j , en mètres cubes aux conditions de référence;

A = Aire intérieure du point d'étranglement, en mètres carrés;

187,08 = Constante, en mètres carrés par seconde carrée par degré kelvin;

T_{am} = Température du gaz en amont du point d'étranglement, en kelvins;

t_s = Temps annuel de décharge aux événements du puits j en régime d'écoulement sonique, en heures;

3600 = Facteur de conversion des secondes en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'évent du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression absolue à l'évent du puits, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

j = Puits de gaz;

b) en déterminant la quantité de gaz émis en régime subsonique à l'évent d'un puits en calculant l'aire sous la courbe d'un graphique ayant en ordonnée le débit instantané du gaz à l'évent, déterminé selon l'équation 33-14, et en abscisse le temps, et ce pour toute la période où l'écoulement est en régime subsonique.

Équation 33-14

$$D_{ss} = \left(A \times \sqrt{3430 \times T_{am} \times \left[\left(\frac{P_{av}}{P_{am}} \right)^{1.515} - \left(\frac{P_{av}}{P_{am}} \right)^{1.758} \right]} \right)_j \times 3600 \times \left[\frac{T_R \times P_{ep}}{T_{ep} \times P_R} \right]$$

Où:

D_{ss} = Débit instantané de gaz émis en régime subsonique à l'évent d'un puits j , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

A = Aire intérieure du point d'étranglement, en mètres carrés;

3430 = Constante, en mètres carrés par seconde carrée par degré kelvin;

T_{am} = Température du gaz en amont du point d'étranglement, en kelvins;

P_{av} = Pression absolue dans l'évent en aval du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{am} = Pression absolue dans l'évent en amont du point d'étranglement, en kilopascals;

j = Puits de gaz;

3600 = Facteur de conversion des secondes en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'évent du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression absolue à l'évent du puits, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa.

QC.33.3.7. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements

À l'exception des émissions des événements de décharge des équipements se dépressurant vers une torche qui doivent être calculées selon QC.33.3.13, vers un déshydrateur qui doivent être calculées selon QC.33.3.4, des soupapes de surpression qui doivent être calculées selon QC.33.3.16 et des régulateurs de pression à l'évent qui doivent être calculées selon QC.33.3.1 et QC.33.3.3, les émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements doivent être calculées selon l'équation 33-15:

Équation 33-15

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[N_j \times V_j \times \left(\frac{T_{CR}}{T_D \times P_{CR}} \right) (P_{d1} - P_{d2}) \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles 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 naturel 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 au paragraphe 2 de QC.33.4.7;

V_j = Volume total des chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, par type d'équipement *j*, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.7, en mètres cubes;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_D = Température aux conditions de décharge, en kelvins;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

P_{d1} = Pression absolue avant la décharge, en kilopascals;

P_{d2} = Pression absolue après la décharge ou une valeur de 0 si le gaz de purge utilisé n'est pas du CO₂ ou du CH₄, en kilopascals;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

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.

Où:

GES_i = Émissions annuelles 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 naturel 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 au paragraphe 2 de QC.33.4.7;

V_j = Volume total des chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, par type d'équipement *j*, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.7, en mètres cubes;

TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

TD = Température aux conditions de décharge, en kelvins;

PCR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

Pd1 = Pression absolue avant la décharge, en kilopascals;

Pd2 = Pression absolue après la décharge ou une valeur de 0 si le gaz de purge utilisé n'est pas du CO₂ ou du CH₄, en kilopascals;

F_{Mi} = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

r_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.33.3.8. Calcul des émissions de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers qui résultent en des émissions égales ou supérieures à 1,416 m³ de CH₄ aux conditions de référence doivent être calculées selon les équations 33-16 et 33-17 dans le cas des ruptures de conduites et des conduites perforées où l'écoulement est étranglé et selon l'équation 33-18 dans le cas des conduites perforées où l'écoulement n'est pas étranglé:

Équation 33-16

$$CH_4 = \frac{3,6 \times 10^6 \times A}{\rho_{ref}} \times \sqrt{\frac{K \times MM}{1000 \times R \times T}} \times \frac{P_a \times M}{\left(1 + \frac{K-1}{2} M^2\right)^{\frac{K+1}{2(K-1)}}} \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{ge}}{T_{ge} \times P_R} \right] \times \rho_{ref} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables à une rupture de conduite par un tiers ou à une conduite perforée où l'écoulement est étranglé, en tonnes métriques;

A = Surface intérieure de la coupe transversale de la conduite, en mètres carrés;

ρ_{ref} = Densité du CH_4 , soit 0,668 kg par mètre cube aux conditions de référence;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH_4 , soit 1,299;

MM = Masse moléculaire du CH_4 , soit 16,043 kg par kilomole;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;

T = Température à l'intérieur de la conduite, en kelvins;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.8, en kilopascals; M

= Nombre de Mach, calculé selon l'équation 33-17 lorsque M est égale ou plus petit que 1 ou une valeur de 1 dans les autres cas;

t = Temps que dure la fuite due au bris, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

P_{ge} = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

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

Équation 33-17

$$M = \sqrt{\frac{2 \left[\left(\frac{P_a}{P_e} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right]}{K-1}}$$

Où:

M = Nombre de Mach;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_e = Pression absolue de l'air ambiant au lieu de rupture, en kilopascals;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH_4 , soit 1,299;

Équation 33-18

$$CH_4 = \frac{A_{\text{trou}}}{\rho_{\text{ref}}} \sqrt{\frac{2000 \cdot K}{K-1} P_a \rho_a \left[\left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{2/K} - \left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{(K+1)/K} \right]} \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{ge}}{T_{ge} \times P_R} \right] \times \rho_{\text{ref}} \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 attribuables à une perforation de conduite par un tiers où l'écoulement n'est pas étranglé, en tonnes métriques;

A_{trou} = Dimension de la surface de la perforation, en mètres carrés;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH_4 , soit 1,299;

ρ_{ref} = Densité du CH_4 , soit 0,668 kg par mètre cube aux conditions de référence;

ρ_a = Densité du CH_4 dans la conduite au point de perforation, en kilogrammes par mètre cube;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_{Atm} = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;

t = Temps que dure la fuite due à une perforation, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

P_{ge} = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

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

QC.33.3.9. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des réservoirs associées à l'exploration, à l'exploitation, au traitement et au stockage de pétrole et de gaz naturel des installations en milieu terrestre

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs à toit fixe avec événement à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 6 de QC.33.4.9;

2° dans les autres cas, selon l'équation 33-19:

Équation 33-19

$$GES_i = \sum_j (RGL_R \times V \times FM_i)_j \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables aux réservoirs à toit fixe avec évent à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel, en tonnes métriques;

RGL_R = Ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide dans le réservoir j , déterminé conformément à QC.33.4.9, en mètres cubes de gaz par mètre cube de liquide aux conditions de référence;

j = Réservoir à toit fixe avec évent à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel;

V = Volume annuel de liquide produit, déterminé conformément au paragraphe 6 de QC.33.4.9, en mètres cubes;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 ;

3° à l'aide du plus récent progiciel E&P Tank pour réservoir d'exploration et d'exploitation de l'American Petroleum Institute et en utilisant les paramètres suivants pour caractériser les émissions:

- a) la composition de l'huile du séparateur;
- b) la température du séparateur;
- c) la pression du séparateur;
- d) la densité API des hydrocarbures destinés à la vente;
- e) le taux de production des hydrocarbures destinés à la vente;
- f) la pression de vapeur Reid des hydrocarbures destinés à la vente;
- g) la température de l'air ambiant;
- h) la pression de l'air ambiant.

QC.33.3.10. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs de transmission

Sous réserve des émissions envoyées à la torche qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.13, les émissions annuelles de CH₄, de CO₂ et de N₂O attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats d'eau ou d'hydrocarbures, reliés aux réservoirs de transmission, doivent être calculées selon l'équations 33-20:

Équation 33-20

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [FE \times t]_j \times FM_i$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats reliés aux réservoirs de transmission, en tonnes métriques;

n = Nombre d'équipements;

j = Équipement;

FE = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque équipement j , déterminé conformément à QC.33.4.10, en tonnes métriques par heure;

t = Temps que dure la fuite de l'équipement j , déterminé conformément à QC.33.4.10, en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.11. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production

Les émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O envoyées aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.11;

2° dans les autres cas, lorsque la quantité de liquide permet de calculer un ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide (RGL), selon l'équation 33-21:

Équation 33-21

$$GES_i = \sum_j (RGL_p \times D_L \times FM_i \times t)_j \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i à l'évent des puits lors des tests de production, en tonnes métriques;

j = Puits testé;

RGL_p = Ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide du puits j , déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.11, en mètres cubes de gaz naturel par mètre cube de liquide aux conditions de référence;

D_L = Débit de liquide produit dans le puits j , en mètres cubes par heure;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz de puits j , déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

t = Temps pendant lequel le puits j est testé, en heures;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 ;

3° dans les autres cas, lorsqu'il y a très peu de production sous forme liquide de sorte que le ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide (RGL) tend vers l'infini, selon l'équation 33-22:

Équation 33-22

$$GES_i = \sum_j (D_g \times FM_i \times t)_j \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* à l'évent des puits lors des tests de production, en tonnes métriques;

j = Puits testé;

D_g = Débit moyen de gaz à l'évent du puits *j* pendant la période de test, mesuré conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.11, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz du puits *j*, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

t = Temps pendant lequel le puits *j* est testé, en heures;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.33.3.12. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés des puits

À l'exception des émissions attribuables aux tests de production qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.11, les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés d'un puits doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° selon la méthode prévue à QC.33.3.13 dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, en utilisant les volumes déterminés en multipliant le volume de liquide produit par le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide déterminé conformément à QC.33.4.12;

2° dans les autres cas, selon l'équation 33-23:

Équation 33-23

$$GES_i = \sum_j (RGL_p \times V \times FM_i)_j \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux gaz associés, en tonnes métriques;

j = Puits;

RGL_p = Ratio de la quantité de gaz associé sur la quantité de liquide dans le puits j , déterminé conformément à QC.33.4.12, en mètres cubes de gaz associés par mètre cube de liquide aux conditions de référence;

V = Volume annuel de liquide produit, en mètres cubes;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz du puits j , déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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.33.3.13. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-24:

Équation 33-24

$$CO_2 = \left[(V_G \times FM_{CO_2}) + \left(\sum_{k=1}^m (FM_k \times AC_k) \times V_G \times eff_t \right) \right] \times \left[\frac{T_{CR} \times P_t}{T_t \times P_{CR}} \right] \times \rho_{CO_2} \times 0,001$$

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.33.4.13, en mètres cubes;

FM_{CO_2} = Fraction molaire de CO_2 dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

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.33.4.13;

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, 5 dans le cas du pentane, 6 dans le cas de l'hexane et 7 dans le cas de l'hexaneplus;

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 kelvins;

T_t = Température lors de la combustion à la torche, en kelvins;

P_t = Pression lors de la combustion à la torche, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

ρ_{CO_2} = Densité du CO_2 , soit 1,830 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

2° les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-25:

Équation 33-25

$$CH_4 = [V_G \times FM_{CH_4} \times (1 - eff_t)] \times \left[\frac{T_{CR} \times P_t}{T_t \times P_{CR}} \right] \times \rho_{CH_4} \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables aux torches, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.33.4.13, en mètres cubes;

FM_{CH₄} = Fraction molaire de CH₄ dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

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 kelvins;

T_t = Température lors de la combustion à la torche, en kelvins;

P_t = Pression lors de la combustion à la torche, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

ρ_{CH₄} = Densité du CH₄, soit 0,668 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

3° les émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-26:

Équation 33-26

$$N_2O = V_G \times PCS \times FE_{N_2O} \times 0,001$$

Où:

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.33.4.13, en mètres cubes aux conditions de référence;

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 aux conditions de référence;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission du N₂O, soit $9,52 \times 10^{-5}$ kg par gigajoule;

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

QC.33.3.14. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ 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.33.4.14, 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 CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 33-27 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges à l'établissement est égale ou supérieure à 186,4 kW et selon l'équation 33-28 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges à l'établissement est inférieure à 186,4 kW:

Équation 33-27

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[\sum_{m=1}^z (D_{G,j} \times t_j)_m \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{cc}}{T_{cc} \times P_{CR}} \right] \times \rho_i \times 0,001$$

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;

z = Nombre de modes d'opération du compresseur centrifuge;

m = Mode d'opération du compresseur centrifuge;

$D_{G,j}$ = Débit du gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge j durant le mode d'opération m , déterminé conformément à QC.33.4.14, 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 durant le mode d'opération m , en heures;

FG_j = Portion 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.33.4.14, 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 de QC.33.4;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{cc} = Température à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kelvins;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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 33-28

$$GES_i = N \times FE_i \times \rho_i \times 0,001$$

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;

FE_j = Facteur d'émission, soit 15 234,5 m³ pour le CO₂ et 345 465,5 m³ pour le CH₄, aux conditions de référence;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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° 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.33.3.13 en utilisant les volumes de gaz déterminés conformément à QC.33.4.14.

QC.33.3.15. 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 conformément aux méthodes suivantes:

1° pour chaque compresseur alternatif, l'émetteur doit déterminer le débit du gaz émis par l'événement conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.15;

2° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 33-29 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges de l'établissement est égale ou supérieure à 186,4 kW ou selon l'équation 33-30 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs alternatifs de l'établissement est inférieure à 186,4 kW:

Équation 33-29

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[\sum_{m=1}^z (D_{G,j} \times t_j)_m \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{ca}}{T_{ca} \times P_{CR}} \right] \times \rho_i \times 0,001$$

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;

z = Nombre de modes d'opération du compresseur alternatif;

m = Mode d'opération du compresseur alternatif;

$D_{G,j}$ = Débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif j durant le mode d'opération m , déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.15, en mètres cubes par heure;

t_j = Temps de fonctionnement annuel du compresseur alternatif j durant le mode d'opération m , déterminé conformément à QC.33.4.15, en heures;

FG_j = Portion 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 5 de QC.33.4.15, 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 de QC.33.4;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ca} = Température à l'événement du compresseur alternatif, en kelvins;

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 1,830 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,668 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 33-30

$$GES_i = N \times FE_i \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements à l'air libre des compresseurs alternatifs, en tonnes métriques;

N = Nombre total de compresseurs alternatifs;

FE_i = Facteur d'émission, soit 15,2 m³ pour le CO₂ et 272,7 m³ pour le CH₄, aux conditions de référence;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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° 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.33.3.13 en utilisant les débits de gaz déterminés conformément à QC.33.4.15.

QC.33.3.16. 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 doivent être calculées selon QC.33.3.20, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection doivent être calculées, pour chaque source pour laquelle des fuites ont été détectées, selon l'équation 33-31:

Équation 33-31

$$GES_i = \sum_{j=1}^n [N_j \times FE_j \times t_j] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

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 de type *j*;

FE_{*j*} = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes *j*, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.16, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_j = Temps pendant lequel le type de composantes *j* a fuit, déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.16, en heures;

FM_{*i*} = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_{*i*} = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,830 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,668 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.33.3.17. 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 est inférieure à 10% qui n'ont pas à être calculées, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ doivent être calculées selon l'équation 33-32 dans le cas des composantes de compresseurs centrifuges ou alternatifs utilisés dans le cadre de l'exploration et l'exploitation de gaz naturel et de pétrole ou selon l'équation 33-33 dans le cas des composantes des pipelines de collecte:

Équation 33-32

$$GES_i = \sum_k \left[\sum_j \left(N_{j,k} \times \frac{FE_{j,k}}{FrHT_k} \times Fr_{i,k} \right) \right] \times t$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;

k = Type de service visé aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6, soit gazeux/vapeur, gaz combustible, liquide léger ou liquide lourd;

j = Type de composantes;

$N_{j,k}$ = Nombre total de composantes de type j , déterminé conformément à QC.33.4.17;

$FE_{j,k}$ = Facteur d'émission de chaque type de composantes j , déterminé conformément à QC.33.4.17, en tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure;

$FrHT_k$ = Fraction massique des hydrocarbures totaux pour le service k ;

$Fr_{i,k}$ = Fraction massique du gaz à effet de serre i pour le service k ;

t = Temps pendant lequel le type de composantes qui est la source des émissions fugitives a fonctionné, en heures;

i = CO_2 ou CH_4 ;

Équation 33-33

$$GES_i = FE_i \times L \times t$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux composantes de pipelines de collecte, en tonnes métriques;

FE_i = Facteur d'émission attribuable aux composantes de pipelines de collecte, soit $2,66 \times 10^{-5}$ pour le CH_4 et $6,35 \times 10^{-6}$ pour le CO_2 , en tonnes métriques par kilomètre par heure;

L = Longueur du pipeline de collecte, en kilomètres;

t = Temps pendant lequel le pipeline de collecte est utilisé durant l'année, en heures;

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.18. Calcul des émissions de CO_2 et de CH_4 attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole

Les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole doivent être calculées selon l'équation 33-34:

Équation 33-34

$$GES_i = \sum_j (N \times V \times F_i)_j \times \rho_i \times 0,001$$

Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, en tonnes métriques;

j = Pompe d'injection;

N = Quantité annuelle de décharge de la pompe d'injection j , déterminée conformément à QC.33.4.18;

V = Volume de gaz de la décharge, déterminé conformément à QC.33.4.18, en mètres cubes aux conditions de référence;

F_i = Fraction massique du gaz à effet de serre i dans le gaz injecté avec la pompe d'injection j ;

ρ_i = Densité en phase critique du gaz à effet de serre i , déterminée conformément à QC.33.4.18, en kilogrammes par mètre cube aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.19. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz extrait et de gaz d'évent

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de gaz extrait et de gaz d'évent doivent être calculées conformément à QC.33.4.19.

QC.33.3.20. 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.33.3.1 à QC.33.3.19 doivent être calculées en utilisant les méthodes suivantes:

1° selon la plus récente version du document intitulé «Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry» et publié en août 2009 par l'American Petroleum Institute;

2° selon la plus récente version du Tableau 6-22 intitulé «A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG)» et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

3° selon la plus récente version du document intitulé «Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, volume 5» et publié en septembre 2004 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

QC.33.3.21. Calcul des émissions fugitives annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'événements et de torches

Les émissions fugitives annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'événements et de torches doivent être calculées selon l'étude de l'estimation et de la collecte des données réalisée par le Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), et conformément à la méthode prévue aux parties 250.302 à 304 du Titre 30 du Code of Federal Regulations publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA).

QC.33.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite un établissement effectuant l'exploration et l'exploitation de pétrole ou de gaz naturel ou le traitement 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 que pour les années suivantes ils soient étalonnés et utilisés selon les indications du fabricant ou conformément aux méthodes et fréquences 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;

k) le Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec;

2° effectuer les campagnes de détection des fuites et la gestion de l'intégrité du réseau de transport et de distribution conformément à la plus récente version de la norme CSA Z662, intitulée «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz» et publiée par l'Association canadienne de normalisation ainsi que conformément au Code de construction (chapitre B-1.1, r. 2);

3° déterminer la fraction molaire du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel en calculant la moyenne annuelle des fractions molaires conformément au deuxième alinéa;

4° à compter du 1^{er} janvier 2015, s'assurer que tous les équipements pneumatiques à échappement élevé ainsi que toutes les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel soit équipés de compteurs.

La fraction molaire du CO₂ et du CH₄ doit être déterminée de la manière suivante:

1° dans le cas de l'exploration ou l'exploitation de pétrole ou de gaz naturel, en déterminant la fraction molaire dans le gaz produit;

a) lorsque les installations sont équipées d'analyseur en continu de la composition du gaz, en utilisant les résultats moyens annuels;

b) lorsque les installations ne sont pas équipées d'un analyseur en continu, en utilisant une moyenne annuelle de composition déterminée selon l'ordre suivant:

i. au niveau de l'établissement;

ii. au niveau de l'entreprise pour le même champs de gaz ou de pétrole exploité pour la même période de déclaration ou, lorsque non disponible, pour la période de déclaration précédente;

2° dans le cas du traitement du gaz naturel dans le gaz d'alimentation:

a) dans le cas des équipements en aval du déméthaniseur ou du contrôle de point de rosée, en déterminant la fraction molaire pour toutes les sources de gaz en amont du déméthaniseur ou du contrôle de point de rosée et dans le gaz allant au pipeline de transport;

b) dans le cas des installations qui ne font que le fractionnement de la phase liquide, en déterminant la fraction molaire de gaz dans l'alimentation.

c) dans le cas d'une installation équipée d'analyseur en continu de la composition du gaz dans l'alimentation, en utilisant les résultats moyens annuels;

d) dans le cas où l'installation n'est pas équipée d'un analyseur en continu, en utilisant une moyenne annuelle de composition du gaz dans l'alimentation déterminée selon l'ordre suivant:

i. au niveau de l'établissement;

ii. au niveau de l'entreprise pour le même champs de gaz ou de pétrole exploité pour la même période de déclaration ou, lorsque non disponible, pour la période de déclaration précédente.

QC.33.4.1. 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 déterminer le nombre d'équipements pneumatiques à échappement élevé et de pompes pneumatiques 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 échappement élevé et de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel afin de prendre en compte toutes les modifications annuelles.

De plus, l'émetteur doit:

1° lorsqu'il utilise l'équation 33-2, déterminer le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé ou la quantité de gaz naturel consommé par la pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel à l'aide d'un équipement de mesure, tel un compteur, installé sur l'équipement;

2° lorsqu'il utilise l'équation 33-3, 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. S'il n'existe pas d'équipement similaire, il doit utiliser les données indiquées aux tableaux 33-3 ou 33-4 prévus à QC.33.6;

3° lorsqu'il utilise l'équation 33-4:

a) obtenir de la part des fabricants la quantité de gaz naturel consommé par volume de liquide pompé aux conditions normales d'utilisation pour chaque modèle de pompe pneumatique 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 fonctionnant au gaz naturel.

QC.33.4.2. 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:

1° 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:

a) lors de la première année de déclaration de ses émissions, en comptant tous les équipements selon chaque type ou en estimant le nombre total d'équipements et en répartissant ce nombre selon le pourcentage estimé de chaque type d'équipement;

b) lors des années subséquentes, en procédant 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;

2° déterminer le facteur d'émission pour chaque type d'équipement pneumatique de la façon suivante:

a) dans le cas des équipements pneumatiques à faible échappement, en utilisant les valeurs indiquées au tableau 33-3 prévu à QC.33.6;

b) dans le cas des équipements pneumatiques à échappement intermittent qui permettent de maintenir des conditions de fonctionnement, telles que le niveau de liquide, le niveau de pression, le différentiel de pression ou la température, en utilisant les valeurs disponibles selon l'ordre de priorité suivant:

- i. les valeurs indiquées au tableau 33-4;
- ii. le facteur d'émission d'un équipement similaire;
- iii. le facteur d'émission des équipements pneumatiques à échappement intermittent indiqué au tableau 33-3;

c) dans le cas des équipements à échappement intermittent utilisés au niveau du démarreur du compresseur, en utilisant le facteur d'émission fourni par le fabricant.

QC.33.4.3. Équipements d'épuration des gaz acides

Dans le cas des équipements d'épuration des gaz acides, l'émetteur doit:

1° mesurer le volume annuel de gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides avec un équipement de mesure approprié conformément à une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° mesurer la fraction molaire de CO₂ dans le gaz naturel à l'entrée et à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides à l'aide d'un analyseur en continu ou, lorsque l'équipement n'est pas équipé d'un tel analyseur, par un échantillonnage mensuel;

3° mesurer la fraction molaire de H₂S dans le gaz naturel à l'entrée et à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides à l'aide d'un analyseur en continu ou, lorsque l'équipement n'est pas équipé d'un tel analyseur, utiliser une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

QC.33.4.4. Événements des déshydrateurs

Pour déterminer la composition du gaz naturel humide à l'événement des déshydrateurs, l'émetteur doit:

1° lorsque le déshydrateur est équipé d'un analyseur en continu de la composition du gaz, utiliser les résultats moyens annuels;

2° lorsque le déshydrateur n'est pas équipé d'un tel analyseur en continu de la composition du gaz, utiliser une moyenne annuelle de composition mesurée au niveau de l'établissement;

3° utiliser une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

4° lorsque seule la composition du gaz à la sortie du déshydrateur est disponible, présumer que le gaz à l'entrée du déshydrateur est saturé.

QC.33.4.5. Événements des puits où sont extraits des liquides

Dans le cas des événements des puits où sont extraits des liquides, l'émetteur doit:

1° regrouper les puits selon le diamètre du puits et la pression pour chaque champ de production pour lequel les gaz sont purgés à l'air libre;

2° pour chaque groupe de puits, installer un compteur sur un puits représentatif de ce groupe;

3° déterminer le débit moyen de gaz mesuré à la sortie de l'événement du puits selon la méthode suivante:

a) en divisant le volume de gaz mesuré à la sortie du puits par le temps de décharge total annuel par liquide extrait;

b) en appliquant ce débit moyen à tous les puits de chacun des groupes déterminés conformément au paragraphe 1;

c) en recalculant à chaque année le débit moyen de chaque groupe.

Dans le cas d'un nouveau champ de production, un débit moyen doit être calculé au début de la première année de production.

QC.33.4.6. Événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements

Dans le cas des événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements, l'émetteur doit:

1° mesurer le volume de gaz naturel envoyé à l'événement des puits de gaz lors de la complétion ou du reconditionnement à l'aide d'un débitmètre installé sur cet événement;

2° lorsque la méthode prévue au paragraphe 3 de QC.33.3.6 est utilisée:

a) faire une série de mesures de pression en amont et en aval du point d'étranglement durant toute la période de complétion et de reconditionnement, la fréquence des mesures devant être suffisamment élevée pour permettre la détermination du régime d'écoulement conformément au sous-paragraphe b;

b) déterminer le régime d'écoulement en calculant le rapport «pression en aval sur pression en amont» de l'étranglement de la manière suivante:

Régime d'écoulement sonique si $P_{av}/P_{am} \leq 0,542$

Régime d'écoulement subsonique si $P_{av}/P_{am} > 0,542$

Où:

P_{am} = Pression absolue dans l'événement en amont du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{av} = Pression absolue dans l'événement en aval du point d'étranglement, en kilopascals.

QC.33.4.7. Événements de décharge des équipements

Dans le cas des événements de décharge des équipements, l'émetteur doit:

1° calculer le volume de gaz naturel 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.

QC.33.4.8. Bris de conduites par des tiers

Dans le cas des émissions fugitives attribuables aux conduites endommagées par des tiers, l'émetteur doit:

1° dans le cas d'une perforation de conduites, déterminer si l'écoulement est étranglé ou non, selon la méthode suivante:

Si $P_{Atm} / P_a \geq 0,546$; l'écoulement est considéré non étranglé

Si $P_{Atm} / P_a < 0,546$; l'écoulement est considéré étranglé

Où:

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_{Atm} = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;

2° dans le cas d'une rupture de canalisation, déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation au point où la canalisation endommagée se raccorde à une canalisation plus importante;

3° dans le cas d'une perforation de canalisation, déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation au point de perforation.

QC.33.4.9 Émissions attribuables aux réservoirs de pétrole et de gaz naturel des installations d'exploration, d'exploitation et de traitement en milieu terrestre

Dans le cas des émissions attribuables aux réservoirs à toit fixe muni d'un évent à pression atmosphérique et recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations de traitement de gaz naturel en milieu terrestre, l'émetteur doit, afin de calculer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide:

1° recueillir un échantillon pressurisé du liquide produit au séparateur en amont du réservoir d'entreposage, cet échantillon devant être pris à la pression du dernier équipement de séparation avant la détente lors du transfert dans le réservoir à pression atmosphérique selon l'une des méthodes suivantes:

a) conformément au à la plus récente version du document intitulé «E&P Tank version 2.0 User's manual Appendix C, Sampling Protocol Section» et publié par l'American Petroleum Institute;

b) conformément au document intitulé «Oil and Gas Production Facilities, Chapter 6, Section 2 Permitting Guidance, Appendix D Sampling and Analysis of Hydrocarbon Liquids and Natural Gas» et publié en août 2011 par le Wyoming Department of Environmental Quality Air Quality Division;

c) conformément à la norme 2174-93, intitulée «Obtaining Liquid Hydrocarbon Samples for Analysis by Gas Chromatography» et publiée par la Gas Processors Association (GPA);

2° mesurer la pression du liquide lors de la prise de l'échantillon et mesurer à nouveau avant l'analyse pour assurer l'intégrité de l'échantillon;

3° mesurer la température du liquide lors de la prise de l'échantillon;

4° effectuer l'échantillonnage et l'analyse aux fréquences précisées ci-dessous au moment où les conditions sont représentatives des conditions normales d'opération:

Intervalle de débit de production du liquide (m ³ par jour)	Fréquence d'échantillonnage
1,75 < débit ≤ 15,9	Annuel
15,9 < débit ≤ 79,5	Biannuel
débit > 79,5	Trimestriel

5° effectuer un échantillonnage supplémentaire dans les cas suivants:

- a) il y a un écart de 20% ou plus entre le débit de production et le débit normal pour plus d'une semaine;
- b) il y a un écart de 10% ou plus entre la pression d'opération du séparateur et sa pression normale de fonctionnement;

6° mesurer le volume de liquide produit durant les intervalles d'échantillonnage à l'aide d'un équipement calibré pour assurer une précision de plus ou moins 5%.

QC.33.4.10 Émissions attribuables aux réservoirs de transmission

Dans le cas des réservoirs de transmission, l'émetteur doit:

1° pour mesurer les fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats d'eau ou d'hydrocarbures, reliés aux réservoirs de transmission, 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;
- b) en utilisant la méthode prévue 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.;

2° déterminer le temps pendant lequel l'équipement a fui 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 est effectuée 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.33.4.11. Émissions attribuables aux événements des puits lors de tests de production

Pour le calcul des émissions lors des tests de production, l'émetteur doit:

1° lorsqu'il utilise l'équation 33-21, déterminer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide (RGL) à l'aide d'une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° lorsqu'il utilise l'équation 33-22, déterminer le débit moyen de gaz à l'événement du puits à l'aide d'un équipement de mesure installé sur cet événement.

QC.33.4.12. Émissions attribuables au gaz associés

Pour le calcul des émissions attribuables au gaz associés, l'émetteur doit, lorsqu'il utilise l'équation 33-23, déterminer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide (RGL_p) à l'aide d'une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de à QC.33.4.

QC.33.4.13. Émissions attribuables aux torches

Pour le calcul des émissions attribuables aux torches, l'émetteur doit:

1° déterminer le volume de gaz dirigé à la torche selon l'une des méthodes suivantes:

a) lorsque la torche est munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit, en utilisant le débit volumétrique du gaz;

b) lorsqu'une partie du gaz n'est pas mesuré par un tel système, en estimant le débit du gaz non mesuré selon une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

c) en utilisant une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

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 équipée d'un analyseur en continu et que le puits d'exploration et d'exploitation est en milieu terrestre, en utilisant une moyenne annuelle de composition mesurée au niveau de l'établissement;

c) lorsque la torche n'est pas équipée d'un analyseur en continu, en utilisant:

i. dans le cas des unités de traitement du gaz lorsque la torche est alimentée par du gaz naturel, la fraction molaire du gaz d'entrée pour les équipements en amont du déméthaniseur;

ii. dans le cas des sources en aval du déméthaniseur, la fraction molaire du gaz à la sortie du déméthaniseur;

iii. dans le cas où le traitement consiste uniquement en un fractionnement des liquides, la fraction molaire du gaz à l'entrée du déméthaniseur;

iv. dans le cas où le gaz allant à la torche est composé de méthane, d'éthane, de propane, de butane, de pentane, d'hexane ou d'hexane-plus, la fraction molaire déterminée par des calculs d'ingénierie ou des données de procédé disponibles pour le procédé visé.

QC.33.4.14. Événements des compresseurs centrifuges

Dans le cas des compresseurs centrifuges, l'émetteur doit:

1° déterminer le débit 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 débit du gaz qui est dirigé vers une torche à l'aide d'un débitmètre temporaire ou permanent selon le mode d'opération dans lequel il se trouve lors de la période de mesure, soit:

a) le compresseur centrifuge est en fonction, en attente et sous pression et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge;

b) le compresseur centrifuge est en fonction;

c) le compresseur centrifuge ne fonctionne pas et est dépressurisé et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge des vannes d'isolement. Dans ce cas:

i. chaque compresseur centrifuge qui n'est pas muni d'une bride pleine doit être échantillonné au moins une fois sur une période de 3 années consécutives;

ii. chaque compresseur centrifuge qui est muni d'une bride pleine depuis au moins 3 années consécutives n'a pas à être échantillonné;

2° lorsqu'un compresseur centrifuge est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année et qu'il n'est pas muni d'un compteur, déterminer le volume du gaz en se basant sur des données provenant de compteurs installés sur des équipements similaires;

3° étalonner les compteurs conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1 de QC.33.4;

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;

5° additionner les capacités nominales de chaque compresseur centrifuge de l'établissement pour déterminer si le total est supérieur ou inférieur à 186,4 kW.

QC.33.4.15. 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 déterminer le débit du gaz en utilisant l'une des méthodes suivantes:

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 d'un débitmètre permanent conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1 de QC.33.4;

iii. dans le cas des fuites provenant des soupapes reliées à une conduite d'évacuation, telles 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.33.4;

b) lorsque le caisson de la garniture de tige du compresseur n'est pas muni d'une conduite d'évacuation:

i. détecter les fuites des équipements conformément au paragraphe 2 de QC.33.4;

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 compteur conformément à une méthode de l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

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 d'opération dans lequel il se trouve lors de la période de mesure, soit:

a) le compresseur alternatif est en fonction ou en attente, est 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. chaque compresseur alternatif muni d'une bride pleine depuis au moins 3 années consécutives n'a pas à être échantillonné;

3° lorsqu'un compresseur alternatif est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année 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;

4° lorsqu'il utilise des sacs gradués pour mesurer le débit du gaz émis par l'évent du compresseur alternatif, n'utiliser ces sacs 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;

5° 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;

6° afin de déterminer la quantité de gaz émis par l'évent du compresseur alternatif et récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse, tenir un registre des temps d'opération et des quantités de gaz qui sont envoyées à l'unité de récupération.

QC.33.4.16. Fuites identifiées suite à une campagne de détection

L'émetteur doit effectuer les campagnes de détection des fuites conformément au paragraphe 2 de QC.33.4. À cette fin, il doit:

1° 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 W-2 de la Partie W du Titre 40 du Code of Federal Regulations publiés par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) et en convertissant les facteurs aux unités de mesure appropriées pour l'utilisation de l'équation 33-31;

c) en utilisant les données indiquées dans les manuels de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et en convertissant les facteurs aux unités de mesure appropriées pour l'utilisation de l'équation 33-31;

2° déterminer le temps pendant lequel une composante a fui 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.33.4.17. 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, pour chaque type de services, selon l'une des méthodes suivantes:

a) en utilisant une méthode propre au secteur publiée par l'Association canadienne du gaz ou par l'Association canadienne des producteurs pétroliers;

b) 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 de services, à l'aide des données indiquées aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6. Si il n'y a pas de facteur d'émission indiqués à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur provenant des tableaux W-1A et W-2 de la Partie 98.230 du Titre 40 du Code of Federal Regulations publiés par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou de la plus récente version du document intitulé «A national inventory of green house gas(GHG), criteria air contaminant (CAC) and hydrogen sulphide (H₂S) Emission by the upstream oil & gas Industry» 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, pour chaque type de services, conformément aux méthodes suivantes:

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise et selon une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

b) en faisant la mise à jour des facteurs d'émission au moins tous les 3 ans;

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.33.4.18. Décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole

Dans le cas des décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, l'émetteur doit:

1° déterminer le volume de gaz d'une décharge pour chaque pompe en calculant le volume interne des équipements entre les valves d'isolement;

2° maintenir un registre du nombre de décharge par pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole;

3° déterminer la densité en phase critique du gaz à effet de serre en utilisant une méthode publiée par un organisme visé au paragraphe 1 de QC.33.4 ou, si ces organismes n'ont pas de méthode, à l'aide d'une méthode reconnue par l'industrie.

QC.33.4.19. Émissions attribuables à la combustion des gaz extraits et des gaz d'évent

Lorsque l'émetteur calcule les émissions attribuables à la combustion des gaz extraits et des gaz d'évent en utilisant l'équation 1-7 prévue au paragraphe 3 de QC.1.3.3, il doit déterminer la teneur en carbone et la fraction moléculaire de ces gaz conformément à QC.1.5.5.

QC.33.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur, la masse moléculaire, la fraction molaire, la fraction massique, le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide, la température, la pression ou une donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 33-35

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ER\acute{e}quis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ER\acute{e}quis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures effectuées conformément à QC.33.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est le temps, la quantité de gaz, la quantité de liquide, le débit de liquide ou le débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.33.6. Tableaux

Tableau 33-1. Facteurs d'émissions moyens pour une installation d'exploration et d'exploitation de gaz naturel ou de traitement du gaz naturel

(QC.33.2, QC.33.3.17, QC.33.4.17)

Facteurs d'émissions par type de composantes	
Types de composantes - type de services	Tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure
Vanne - Gaz combustible	$2,81 \times 10^{-06}$
Vanne - Liquide léger	$3,52 \times 10^{-06}$
Vanne - Gaz/vapeur - tout	$2,46 \times 10^{-06}$
Vanne - Gaz/vapeur - acide	$1,16 \times 10^{-06}$
Vanne - Gaz/vapeur - doux	$2,81 \times 10^{-06}$
Raccord - Gaz combustible	$8,18 \times 10^{-07}$
Raccord - Liquide léger	$5,51 \times 10^{-07}$
Raccord - Gaz/vapeur - tout	$7,06 \times 10^{-07}$
Raccord - Gaz/vapeur - acide	$1,36 \times 10^{-07}$
Raccord - Gaz/vapeur - doux	$8,18 \times 10^{-07}$
Vanne de commande - Gaz combustible	$1,62 \times 10^{-05}$
Vanne de commande - Liquide léger	$1,77 \times 10^{-05}$
Vanne de commande - Gaz/vapeur - tout	$1,46 \times 10^{-05}$
Vanne de commande - Gaz/vapeur - acide	$9,64 \times 10^{-06}$
Vanne de commande - Gaz/vapeur - doux	$1,62 \times 10^{-05}$

Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	$1,70 \times 10^{-05}$
Soupape de surpression - Liquide léger	$5,39 \times 10^{-06}$
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	$8,11 \times 10^{-06}$
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - acide	$4,72 \times 10^{-08}$
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - doux	$8,39 \times 10^{-06}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz combustible	$4,67 \times 10^{-04}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Liquide léger	$1,83 \times 10^{-05}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - tout	$4,27 \times 10^{-04}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - acide	$1,89 \times 10^{-04}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - doux	$4,67 \times 10^{-04}$
Joint de pompe - Liquide léger	$2,32 \times 10^{-05}$

Tableau 33-2. Facteurs d'émissions moyens pour une installation d'exploration et d'exploitation de pétrole

(QC.33.2, QC.33.3.17, Q.33.4.17)

Types de composantes - types de services	Tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure
Vanne - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,51 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Liquide lourd	8,40 x 10 ⁻⁰⁹
Vanne - Liquide léger	1,21 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Gaz combustible et gaz/vapeur	2,46 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Liquide lourd	7,50 x 10 ⁻⁰⁹
Raccord - Gaz/vapeur - tout	1,90 x 10 ⁻⁰⁷
Vanne de commande - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,46 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande - Liquide léger	1,75 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,63 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Liquide lourd	3,20 x 10 ⁻⁰⁸
Soupape de surpression - Liquide léger	7,50 x 10 ⁻⁰⁵
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	6,68 x 10 ⁻⁰⁶
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz combustible et gaz/vapeur	3,08 x 10 ⁻⁰⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère - Liquide léger	3,73 x 10 ⁻⁰⁶

Joint de pompe - Liquide lourd	$3,20 \times 10^{-08}$
Joint de pompe - Liquide léger	$2,32 \times 10^{-05}$

Tableau 33-3. Facteurs d'émissions moyens pour équipements pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

(QC.33.4.1, QC.33.4.2)

Types de composantes	m ³ aux conditions de référence par heure par composante
Événements des équipements pneumatiques à échappement élevé	1,3620
Événements des équipements pneumatiques à échappement intermittent	0,4927
Événements des équipements pneumatiques à faible échappement	0,0510
Pompes pneumatiques	0,3766

Tableau 33-4. Facteurs d'émission indiqués par les fabricants pour les fuites des régulateurs de niveau de liquide, des positionneurs, des régulateurs de pression, des capteurs et des transmetteurs

(QC.33.4.1, QC.33.4.2)

Description	Fabricants	Modèles	Conditions d'opération	Facteurs d'émission (m ³ /heure)
Régulateur de niveau de liquide	Bristol Babcock	Series 5453-Model 624-II	Continu	0,0850
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2100	Continu	0,0283
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2500	Continu	1,1893
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2660	Continu	0,0283
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2680	Continu	0,0283
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2900	Continu	0,6513
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	L2	Continu	0,0425
Régulateur de niveau de liquide	Invalco	AE-155	Continu	1,5008
Régulateur de niveau de liquide	Invalco	CT Series	Continu	1,1327
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) 'Envirosave'	Intermittent	0,0000
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) snap	Intermittent	0,0057
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) throttle	Intermittent	0,0002

QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT — ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS

Régulateur de niveau de liquide	Wellmark	2001 (snap)	Intermittent	0,0057
Régulateur de niveau de liquide	Wellmark	2001 (throttling)	Intermittent	0,0002
Positionneur	Becker	EFP-2.0	Intermittent	0,0000
Positionneur	Becker	HPP-5	Continu	0,1416
Positionneur	Fisher	3582	Continu	0,4531
Positionneur	Fisher	3590	Continu	0,8495
Positionneur	Fisher	3660	Continu	0,1982
Positionneur	Fisher	3661	Continu	0,2959
Positionneur	Fisher	3582i	Continu	0,5833
Positionneur	Fisher	3610J	Continu	0,4531
Positionneur	Fisher	3620J	Continu	0,7532
Positionneur	Fisher	DVC 5000	Continu	0,2832
Positionneur	Fisher	DVC 6000	Continu	0,3964
Positionneur	Fisher	Fieldview Digital	Continu	0,8920
Positionneur	Masoneilan	7400	Continu	1,0477
Positionneur	Masoneilan	4600B Series	Continu	0,6796
Positionneur	Masoneilan	4700B Series	Continu	0,6796
Positionneur	Masoneilan	4700E	Continu	0,6796

QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT — ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS

Positionneur	Masoneilan	SV	Continu	0,1133
Positionneur	Moore Products	73N-B	Continu	1,0194
Positionneur	Moore Products	750P	Continu	1,1893
Positionneur	PMV	D5 Digital	Continu	0,0283
Positionneur	Sampson	3780 Digital	Continu	0,0283
Positionneur	VCR	VP700 PtoP	Continu	0,0283
Régulateur de pression	Ametek	Series 40	Continu	0,1699
Régulateur de pression	Becker	HPP-SB	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-B-CH	Continu	0,1416
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB Gap Controller	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB-CH	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB-PID Controller	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Bristol Babcock	Series 5453- Model 10F	Continu	0,0850
Régulateur de pression	Bristol Babcock	Series 5455- Model 624-III	Continu	0,0708
Régulateur de pression	CSV	4150	Continu	0,6853
Régulateur de pression	CSV	4160	Continu	0,6853

QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT — ÉMISSIONS DE CONTAMINANTS

Régulateur de pression	Dyna-Flow	4000	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	2506	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	2516	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	4150	Continu	0,7362
Régulateur de pression	Fisher	4160	Continu	0,7362
Régulateur de pression	Fisher	4194	Continu	0,1203
Régulateur de pression	Fisher	4195	Continu	0,1203
Régulateur de pression	Fisher	4660	Continu	0,1416
Régulateur de pression	Fisher	4100 (large orifice)	Continu	1,4158
Régulateur de pression	Fisher	4100 (small orifice)	Continu	0,4248
Régulateur de pression	Fisher	C1	Continu	0,1472
Régulateur de pression	Fisher	DVC 6010	Continu	0,0878
Régulateur de pression	Foxboro	43AP	Continu	0,5097
Régulateur de pression	ITT Barton	338	Continu	0,1699
Régulateur de pression	ITT Barton	358	Continu	0,0510
Régulateur de pression	ITT Barton	359	Continu	0,0510
Régulateur de pression	ITT Barton	335P	Continu	0,1699
Capteur	Bristol Babcock	9110-00A	Continu	0,0119

Capteur	Bristol Babcock	Series 502 A/D	Continu	0,1671
Capteur	Fairchild	TXI 7800	Continu	0,2407
Capteur	Fisher	546	Continu	0,8495
Capteur	Fisher	646	Continu	0,2209
Capteur	Fisher	846	Continu	0,3398
Capteur	Fisher	i2P-100	Continu	0,2832
Transmetteur	Bristol Babcock	Series 5457- 70F	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	273A	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	274A	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	284B	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	285B	Continu	0,0850

QC.34. PRODUCTION DE POUDRES DE FER ET D'ACIER

QC.34.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production de poudres de fer et d'acier.

QC.34.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

- 1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé d'atomisation de la fonte liquide, en tonnes métriques;
- 2° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de décarburation de la poudre de fer, en tonnes métriques;
- 3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de mise en nuance de l'acier, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé de recuit de la poudre d'acier, en tonnes métriques;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion, calculées et déclarées conformément à QC.1, en tonnes métriques;

6° dans le cas du procédé d'atomisation de la fonte liquide:

a) la consommation annuelle de fonte liquide, en tonnes métriques;

b) la quantité annuelle de chaque autre matériau ajouté contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

c) la production annuelle de fonte atomisée, en tonnes métriques;

d) la quantité annuelle de chaque sous-produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

e) la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit visé aux sous-paragraphes *a* à *d*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau;

7° dans le cas du procédé de décarburation de la poudre de fer:

a) la consommation annuelle de poudre de fer, en tonnes métriques;

b) la production annuelle de poudre décarburee, en tonnes métriques;

c) la quantité annuelle de chaque sous-produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

d) la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit visé aux sous-paragraphes *a* à *c*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau ou de produit;

8° dans le cas du procédé de mise en nuance de l'acier:

a) la quantité annuelle d'acier liquide alimentant le four, en tonnes métriques;

b) la consommation annuelle de chaque additif contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

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

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

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

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

g) la quantité annuelle d'autres résidus produits contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

h) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *a* à *g*, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières ou de produits;

9° dans le cas du procédé de recuit de la poudre d'acier:

a) la consommation annuelle de poudre d'acier, en tonnes métriques;

- b) la quantité annuelle de poudre d'acier produite à la sortie des fours de recuit, en tonnes métriques;
 - c) la quantité annuelle de sous-produits contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;
 - d) la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau ou produit visés aux sous-paragraphes a à c, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau ou de produit;
- 10° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.34.5 ont été utilisées;
- 11° la quantité annuelle totale de poudre de fer et de poudre d'acier à l'ensachage, après additifs, produites, en tonnes métriques.

Le sous-paragraphe e du paragraphe 6, le sous-paragraphe d du paragraphe 7, le sous-paragraphe h du paragraphe 8 et le sous-paragraphe d du paragraphe 9 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.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

- 1° sont des émissions attribuables aux procédés fixes les émissions visées aux paragraphes 1 à 4 du premier alinéa;
- 2° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées au paragraphe 5 du premier alinéa.

QC.34.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production de poudres de fer et d'acier

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de poudres de fer et d'acier doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.34.3.1 à QC.34.3.5.

QC.34.3.1. 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.34.3.2. Calcul des émissions de CO₂ attribuables au procédé d'atomisation de la fonte liquide

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables au procédé d'atomisation de la fonte liquide doivent être calculées selon l'équation 34-1. Les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour moins de 0,5% du carbone présent dans le procédé n'ont pas à être considérés dans ce calcul.

Équation 34-1

$$CO_2 = \left[(Fl \times TC_{Fl}) + \sum_{k=1}^p (M_k \times TC_{M,k}) - (Fa \times TC_{Fa}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SP,j}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé d'atomisation de la fonte liquide, en tonnes métriques;

F_l = Quantité de fonte liquide alimentant le procédé, en tonnes métriques;

TC_{F_l} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la fonte liquide, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fonte liquide;

p = Nombre de matériaux utilisés autres que la fonte liquide;

k = Matériau utilisé autre que la fonte liquide;

M_k = Quantité annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que la fonte liquide, en tonnes métriques;

$TC_{M,k}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau k utilisé, autre que la fonte liquide, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau k ;

F_a = Quantité annuelle de fonte atomisée, en tonnes métriques;

TC_{F_a} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la fonte atomisée, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fonte atomisée;

j = Nombre de sous-produits;

m = Sous-produit;

SP_j = Quantité annuelle de sous-produit j à la sortie du procédé, en tonnes métriques;

TC_{SP_j} = Teneur en carbone moyenne annuelle du sous-produit j ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit j ;

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

QC.34.3.3. Calcul des émissions de CO_2 attribuables au procédé de décarburation de la poudre de fer

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de décarburation de la poudre de fer doivent être calculées selon l'équation 34-2. Les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour moins de 0,5% du carbone présent dans le procédé n'ont pas à être considérés dans ce calcul.

Équation 34-2

$$CO_2 = \left[(PF \times TC_{PF}) - (Pd \times TC_{Pd}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SP,j}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de décarburation de la poudre de fer, en tonnes métriques;

PF = Quantité de poudre de fer alimentant le procédé, en tonnes métriques;

TC_{PF} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la poudre de fer, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de poudre de fer;

P_d = Quantité annuelle de poudre de fer décarburee, en tonnes métriques;

TC_{P_d} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la poudre de fer décarburee, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de poudre de fer décarburee;

j = Nombre de sous-produits;

m = Sous-produit;

SP_j = Quantité annuelle de sous-produit j à la sortie du procédé, en tonnes métriques;

$TC_{S,p,j}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle du sous-produit j ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit j ;

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

QC.34.3.4. Calcul des émissions de CO_2 attribuables au procédé de mise en nuance de l'acier

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de mise en nuance de l'acier doivent être calculées selon l'équation 34-3. Les matériaux ou les produits dont le contenu en carbone contribue pour moins de 0,5% du carbone présent dans le procédé n'ont pas à être considérés dans ce calcul.

Équation 34-3

$$CO_{2,FP} = \left[\begin{aligned} &(ALe \times TC_{ALe}) + \sum_{j=1}^m (AD_j \times TC_{AD,j}) + (EC \times TC_{EC}) \\ &- (ALS \times TC_{ALS}) - (LA - TC_{LA}) - (R \times TC_R) - (RS \times TC_{RS}) \end{aligned} \right] \times 3,664$$

Où:

$CO_{2, FP}$ = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de mise en nuance de l'acier, en tonnes métriques;

ALe = Quantité annuelle d'acier liquide alimentant le procédé, en tonnes métriques;

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

j = Additif;

m = Nombre d'additifs;

AD_j = Consommation annuelle d'additif j , en tonnes métriques;

TC_{AD_j} = Teneur en carbone moyenne annuelle de l'additif j , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique d'additif;

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

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

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

TC_{ALs} = Teneur en carbone moyenne annuelle 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 moyenne annuelle du laitier ou une valeur par défaut de 0, 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 moyenne annuelle des résidus en provenance du système antipollution ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

Rs = Quantité annuelle d'autres résidus produits, en tonnes métriques;

TC_{Rs} = Teneur en carbone moyenne annuelle des autres résidus produits ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

QC.34.3.5. Calcul des émissions de CO_2 attribuables au procédé de recuit de la poudre d'acier

Les émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de recuit de la poudre d'acier peuvent être calculées selon l'équation 34-4:

Équation 34-4

$$CO_2 = \left[(Pa \times TC_{Pa}) - (Pp \times TC_{Pp}) - \sum_{j=1}^m (SP_j \times TC_{SP,j}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au procédé de recuit de la poudre d'acier, en tonnes métriques;

P_a = Quantité annuelle de poudre d'acier alimentant les fours de recuit, en tonnes métriques;

TC_{pa} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la poudre d'acier alimentant les fours de recuit, en kilogrammes de carbone par kilogramme de poudre d'acier;

P_p = Quantité annuelle de poudre d'acier produite à la sortie des fours de recuit, en tonnes métriques;

TC_{pp} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la poudre d'acier produite à la sortie des fours de recuit, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de poudre d'acier;

j = Nombre de sous-produits;

m = Sous-produit;

SP_j = Quantité annuelle de sous-produit j à la sortie du four de recuit, en tonnes métriques;

TC_{spj} = Teneur en carbone moyenne annuelle du sous-produit j ou une valeur par défaut de 0, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de sous-produit j ;

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

QC.34.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

Lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.34.3.2 à QC.34.3.5 sont utilisées, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit de la poudre de fer et de la poudre d'acier doit:

1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau ou produit contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit selon les méthodes suivantes:

a) dans le cas du fer ou de la poudre de fer, conformément à la plus récente version de la norme ASTM E1019, 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», ou ASTM E415, intitulée «Standard Test Method for Atomic Emission Vacuum Spectrometric Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

b) dans le cas de l'acier ou poudre d'acier, conformément à l'une des méthodes suivantes:

i. la plus récente version de la norme ASM CS-104 UNS G10460, intitulée «Carbon Steel of Medium Carbon Content» et publiée par ASM International;

ii. la plus récente version de la norme ISO/TR 15349-1, 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)»;

iii. la plus récente version de la norme ISO/TR 15349-3, 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)»;

iv. la plus récente version de la norme ASTM E415, intitulée «Standard Test Method for Atomic Emission Vacuum Spectrometric Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel»;

v. toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

c) dans le cas des électrodes de carbone, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5373, intitulée «Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

d) dans le cas du laitier, des sous-produits, des résidus en provenance du système antipollution ou d'autres résidus, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 ou utiliser une valeur par défaut de 0;

2° calculer la quantité annuelle de chaque matériau et produit 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.

QC.34.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone ou une autre donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 34-5

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures requises conformément à QC.34.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse, il doit:

— lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante 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 n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

— lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

— lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est la consommation de fonte liquide, la consommation d'électrodes de carbone, la quantité d'acier liquide, la consommation d'additif, la quantité de poudre de fer ou d'acier, la production de fonte atomisée, la quantité de laitier, la quantité de sous-produits, la quantité de résidus ou la quantité d'autres matériaux, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe *a* du paragraphe 2 de QC.1.6.

A.M. 2010-12-06, a. 12; A.M. 2011-12-16, a. 12; A.M. 2012-09-05, a. 8; A.M. 2012-12-11, a. 20; A.M. 2013-12-11, a. 12; A.M. 2014-12-16, a. 11; A.M. 2015-12-14, a. 4; A.M. 2016-12-21, a. 7; A.M. 2017-12-18, a. 9; A.M. 2018-12-05, a. 1; A.M. 2020-12-01, a. 12; A.M. 2021-11-29, a. 1; A.M. 2022-12-16, a. 8; A.M. 2023-1009, a. 9.

ANNEXE B

(Abrogée)

A.M. 2007-09-26, Ann. B; A.M. 2010-12-06, a. 13; A.M. 2012-12-11, a. 21.

DISPOSITIONS TRANSITOIRES

2021

(A.M. 2021-11-29) ARTICLE 2. La déclaration des émissions des gaz à effet de serre de l'année 2021, produite au ministre au plus tard le 1^{er} juin 2022 conformément à l'article 6.2 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, comprend les renseignements et les documents tels que modifiés par le paragraphe 4 du premier alinéa de l'article 1 du présent règlement.

2020

(A.M. 2020-12-01) ARTICLE 13. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2020, l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul telles que modifiées par le présent règlement, à l'exception des potentiels de réchauffement planétaire modifiés par l'article 11 qui ne doivent être utilisés qu'à compter de la déclaration d'émissions de l'année 2021.

2019

(A.M. 2019-12-05) ARTICLE 9. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2019, l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul telles que modifiées par le présent règlement.

2017

(A.M. 2017-12-18) ARTICLE 11. N'est pas tenu de transmettre un rapport de vérification de sa déclaration d'émissions pour l'année 2017, l'émetteur visé au troisième alinéa de l'article 6.1 dont les carburants et les combustibles distribués et déclarés pour l'année 2016 sont en deçà du seuil déterminé au paragraphe 2 du deuxième alinéa de l'article 2 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

2015

(A.M. 2015-12-14) ARTICLE 5. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2015, l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul comme modifiées par le présent règlement et les points de mesure du deuxième alinéa de QC.30.4 du protocole QC.30 de l'annexe A.2 comme modifiés par le sous-paragraphe *b* du paragraphe 5 de l'article 4.

ARTICLE 6. L'émetteur visé aux paragraphes 1.1 et 2 du deuxième alinéa de QC.30.4 du protocole QC.30 de l'annexe A.2 qui a mesuré des carburants et combustibles au point de réception aux fins de la déclaration d'émission de l'année 2015 n'est pas tenu de mesurer à nouveau ces carburants et combustibles aux points de mesure modifiés par le sous-paragraphe *i* du sous-paragraphe *b* du paragraphe 5 de l'article 4 pour les déclarations d'émissions subséquentes.

2014

(A.M. 2014-12-16) ARTICLE 12. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2014, l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul telles que modifiées par le présent règlement.

2013

(A.M. 2013-12-11) ARTICLE 13. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2013, l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul telles que modifiées par le présent règlement.

2012

(A.M. 2012-12-11) ARTICLE 22. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2012:

1° l'émetteur qui était tenu, en vertu de l'article 6.1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 15) tel qu'il se lisait avant le 1^{er} janvier 2013, de transmettre au ministre des données mensuelles et trimestrielles qui ne sont plus requises à compter de cette date doit conserver ces données mais n'est plus tenu de les transmettre;

2° l'émetteur peut utiliser les méthodes de calcul telles que modifiées par le présent règlement;

3° l'émetteur n'a pas à faire vérifier les émissions visées au deuxième alinéa de l'article 6.6, tel que modifié par l'article 11 du présent règlement.

(A.M. 2012-09-05) ARTICLE 9. Les émetteurs visés au troisième alinéa de l'article 6.1, tel que modifié par l'article 1 du présent règlement, ne sont tenus de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 15) qu'à compter du 1^{er} janvier 2013.

2011

(A.M. 2011-12-16) ARTICLE 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 (chapitre 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.

2010

(A.M. 2010-12-06) ARTICLE 14. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2010, l'émetteur doit déclarer ses émissions de gaz à effet de serre conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère tel qu'il se lisait le 29 décembre 2010.

ARTICLE 15. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2011:

1° malgré le premier alinéa de l'article 6.3 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, introduit par l'article 8 du présent règlement, l'émetteur n'est pas tenu d'utiliser les méthodes de calcul prescrites à QC.2 à QC.17 de l'annexe A.2;

2° les articles 6.6 à 6.9 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, introduits par l'article 8 du présent règlement, ne s'appliquent pas.

MISES À JOUR

A.M. 2007-09-26, 2007 G.O. 2, 4252

A.M. 2010-12-06, 2010 G.O. 2, 5493A

L.Q. 2010, c. 7, a. 282

L.Q. 2011, c. 20, a. 56

A.M. 2011-12-16, 2011 G.O. 2, 5615B et 341

A.M. 2012-09-05, 2012 G.O. 2, 4450

A.M. 2012-12-11, 2012 G.O. 2, 5727

A.M. 2013-12-11, 2013 G.O. 2, 5827

A.M. 2014-12-16, 2014 G.O. 2, 4788

A.M. 2015-12-14, 2015 G.O. 2, 5017

A.M. 2016-12-21, 2016 G.O. 2, 6357A

A.M. 2017-12-18, 2017 G.O. 2, 5843A

A.M. 2018-12-05, 2018 G.O. 2, 7785

A.M. 2019-12-05, 2019 G.O. 2, 5155

A.M. 2020-12-01, 2020 G.O. 2, 5243

A.M. 2021-11-29, 2021 G.O. 2, 7345

A.M. 2022-12-16, 2022 G.O. 2, 7271

A.M. 2023-1009, 2023 G.O. 2, 5600