

Projets de règlements

Projet de règlement

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

Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère

— Modification

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 12 de la Loi sur les règlements (L.R.Q., c. R-18.1) et des articles 2.2 et 46.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), que le « Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère » dont le texte suit, pourra être édicté par le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement apporte quelques modifications visant à préciser les renseignements à transmettre relativement aux émissions de contaminants, dont les gaz à effet de serre.

Également, en ce qui concerne la vérification des déclarations d'émissions de gaz à effet de serre, ce projet de règlement détermine les exigences à respecter en matière de conflit d'intérêt entre les émetteurs, leurs dirigeants et les membres d'une équipe de vérification.

De plus, en fonction des nouvelles dispositions de la Loi sur la qualité de l'environnement, ce projet de règlement prévoit des sanctions administratives pécuniaires et ajuste les sanctions pénales.

Enfin, ce projet de règlement apporte diverses modifications aux protocoles de calcul des émissions de gaz à effet de serre existants et ajoute de nouveaux protocoles concernant la production de dioxyde de titane, la production de scories de titane et de fer à partir de la réduction d'ilménite, l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel et le traitement du gaz naturel ainsi que la production de poudres métalliques.

En vertu de l'article 13 de la Loi sur les règlements, ce projet de règlement pourra être édicté dans un délai inférieur à celui de 60 jours prévu aux articles 2.2 et 46.2 de la Loi sur la qualité de l'environnement en raison de l'urgence due aux circonstances suivantes :

— les modifications apportées par le projet de règlement, notamment quant aux méthodes de calcul des émissions de gaz à effet de serre, doivent être applicables dès le 1er janvier 2013 afin que les émissions de contaminants de l'année 2013 soient déclarées conformément à ces nouvelles exigences.

Des renseignements additionnels peuvent être obtenus en s'adressant à madame Vicky Leblond, Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, téléphone 418 521-3813, poste 4386; courrier électronique vicky.leblond@mddep.gouv.qc.ca; télécopieur 418 646-0001.

Toute personne intéressée peut soumettre par écrit, avant l'expiration du délai de 45 jours, ses commentaires à monsieur Daniel Champagne, directeur par intérim de la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, édifice Marie-Guyart, 675, boulevard René-Lévesque Est, 5^e étage, boîte 30, Québec (Québec) G1R 5V7; courrier électronique daniel.champagne@mddep.gouv.qc.ca

*Le ministre du Développement durable,
de l'Environnement, de la Faune et des Parcs,*
DANIEL BRETON

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

Loi sur la qualité de l'environnement
(L.R.Q., c. Q-2, a. 2.2, 46.2, 115.27, 115.34)

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

« 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 (c. Q-2, r. 19). ».

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

1° par l'insertion, dans le premier alinéa et après « dans une quantité qui », de « atteint ou »;

2° par le remplacement, dans le premier alinéa, de « sur support électronique » par « 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, »;

3° par l'ajout, à la fin du deuxième alinéa, de « , leur provenance et, dans le cas où ils proviennent de sources documentaires publiées, leur référence »;

4° par la suppression du troisième alinéa;

5° par l'insertion, dans le cinquième alinéa et après « pour chacun d'eux, », de « les émissions qui leurs sont attribuables, ».

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

1° par le remplacement du premier alinéa par l'alinéa suivant :

« 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, 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 des contaminants mentionnés à la Partie II de l'annexe A que cette installation ou cet établissement a émis dans l'atmosphère pendant l'année civile précédente. »;

2° dans le deuxième alinéa :

a) par l'insertion, après « les facteurs d'émission utilisés pour ce calcul », de « , leur provenance et, dans le cas où ils proviennent de sources documentaires publiées, leur référence »;

b) par la suppression de « Ces renseignements doivent être présentés sous la forme prescrite aux Parties I et III de l'annexe B. »;

3° par la suppression du troisième alinéa.

4. Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 5, des articles suivants :

« **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 (L.R.Q., c. 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.

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. ».

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

1° par le remplacement, dans le paragraphe 4 du premier alinéa, de « facteur d'émission » par « taux d'émission »;

2° par le remplacement du troisième alinéa par les alinéas suivants :

« 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. ».

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

1° par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa, de « sur support électronique » par « 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, »;

2° par le remplacement de ce qui précède l'équation du paragraphe 1 du premier alinéa par ce qui suit :

« 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, calculée selon l'équation suivante : »;

3° par l'insertion, dans les définitions des facteurs « CO₂_{éq} » et « GES_i » de l'équation du paragraphe 1 du premier alinéa et après « Émissions annuelles », de « totales »;

4° par le remplacement du paragraphe 2 du premier alinéa par le paragraphe suivant :

« 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; »;

5° par l'insertion, après le paragraphe 2.1 du premier alinéa, du paragraphe suivant :

« 2.2° la quantité totale de ses émissions de gaz à effet de serre en tonnes métriques en équivalent CO₂, 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 visées au deuxième alinéa de l'article 6.6; »;

6° par le remplacement du paragraphe 4.2 du premier alinéa par le paragraphe suivant :

« 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;

7° par le remplacement, dans le paragraphe 5 du premier alinéa, de « de CO₂ » par « de chaque gaz à effet de serre »;

8° par le remplacement des paragraphes 6 à 8 du premier alinéa par les paragraphes suivants :

« 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 la fermentation de biomasse et de biocombustibles, en tonnes métriques;

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

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

a) la quantité totale annuelle d'unités étalons relatives à ses activités;

b) pour chaque unité étalon, les émissions totales 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 :

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° par la suppression du paragraphe 9 du premier alinéa;

10° par l'insertion, après le premier alinéa, de l'alinéa suivant :

« 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. 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. ».

7. L'article 6.3 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le paragraphe 1 du premier alinéa, de « de ses émissions totales » par « des émissions totales de l'établissement ».

8. L'article 6.4 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement du paragraphe 1 par le paragraphe suivant :

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

2° par la suppression du paragraphe 2;

3° par le remplacement du paragraphe 3 par le paragraphe suivant :

« 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 (L.R.Q., c. 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; ».

9. L'article 6.5 de ce règlement est remplacé par l'article suivant :

« **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. ».

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

1° par l'ajout, après le paragraphe 6 du deuxième alinéa, du paragraphe suivant :

« 7° jusqu'au 31 décembre 2014, les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'exploration et à l'exploitation de pétrole et de gaz naturel ainsi qu'au traitement du gaz naturel visées aux parties QC.33.3.1, QC.33.3.2, QC.33.3.8, QC.33.3.16, QC.33.3.17 et QC.33.3.20 de l'annexe A.2. »;

2° par l'insertion, dans ce qui précède le paragraphe 1 du troisième alinéa et après « organisme de vérification », de « et à un vérificateur désigné par cet organisme »;

3° par l'insertion, dans le paragraphe 1 du troisième alinéa et après « gaz à effet de serre », de « ou avoir fourni un service visé au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.10 »;

4° par le remplacement du paragraphe 3 du troisième alinéa par le paragraphe suivant :

« 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 établissement au cours des 3 années précédentes. ».

11. Ce règlement est modifié par le remplacement de l'article 6.7 par l'article suivant :

« **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 comprenant, outre les renseignements visés à l'article 6.9 :

1° une évaluation des erreurs et des omissions calculée conformément à l'équation suivante :

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

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, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

2° une attestation à l'effet que les erreurs ou omissions calculées selon l'équation prévue au paragraphe 1 représentent moins de 5% des émissions totales de l'établissement, jusqu'à concurrence d'un total de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂. ».

12. L'article 6.8 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa, de « corrigée » par « l'avis de correction ».

13. L'article 6.9 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement du paragraphe 1 par le paragraphe suivant :

« 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° par la suppression du paragraphe 5;

3° par le remplacement du paragraphe 8 par les paragraphes suivants :

« 8° les conclusions de la vérification ainsi qu'une attestation de l'exactitude et de la fiabilité de la déclaration d'émissions;

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

a) le nom et les coordonnées de l'organisme de vérification ainsi que le nom, les coordonnées, le secteur et le sous-secteur d'activité lié à la portée d'accréditation du vérificateur en chef, 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 vérificateur en chef de l'équipe de vérification et du 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'intérêt est acceptable. ».

14. Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 6.9, de l'article suivant :

« **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 dirigeants de l'émetteur a été à l'emploi de l'organisme de vérification ou, inversement, l'un des dirigeants de l'organisme 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 œuvre ou la maintenance d'un inventaire de données ou d'un système de gestion des données sur les émissions atmosphériques d'un établissement ou d'une installation de l'émetteur ou, le cas échéant, sur des données de transaction d'électricité ou de combustibles et carburants;

b) le développement des facteurs d'émissions de gaz à effet de serre, y compris l'élaboration ou le développement d'autres données 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 (L.R.Q., c. 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 actuariel, la tenue de livres ou autres services liés 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 (c. 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 en cours ou celle précédant l'année de déclaration.

L'existence de l'une des situations décrites au premier alinéa est considérée comme un conflit d'intérêt 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. ».

15. L'article 7 de ce règlement est modifié par l'ajout, à la fin du premier alinéa, de « et doivent les fournir au ministre sur demande. ».

16. La section III de ce règlement est remplacée par les sections suivantes :

**« SECTION III
SANCTIONS ADMINISTRATIVES PÉCUNIAIRES**

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° contrevient au troisième alinéa de l'article 6.2;

2° fait défaut de conserver tous renseignements, 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.

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, par l'article 6.1, par le premier ou le deuxième alinéa de l'article 6.2 ou par l'article 6.4 ou 6.5.

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 contrevient 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.

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 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.

SECTION III.1

SANCTIONS PÉNALES

9.3. Quiconque contrevient au troisième alinéa de l'article 6.2 ou 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.

9.4. Quiconque contrevient à l'article 4, 5, 5.1 ou 5.2, au quatrième alinéa de l'article 6, à l'article 6.1, au premier ou deuxième alinéa de l'article 6.2 ou à l'article 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 \$.

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 \$.

9.6. Quiconque contrevient à l'article 6.6, 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 \$.

9.7. Quiconque communique au ministre, pour l'application du présent règlement, une information fausse ou trompeuse commet une infraction et est passible :

1° dans le cas d'une personne physique, d'une amende de 5 000 \$ à 500 000 \$ ou, malgré l'article 231 du Code de procédure pénale (L.R.Q., c. C-25.1), d'une peine d'emprisonnement maximale de 18 mois, ou des deux à la fois;

2° dans les autres cas, d'une amende de 15 000 \$ à 3 000 000 \$. ».

17. L'annexe A de ce règlement est modifiée par le remplacement, dans la Partie I, des deux dernières lignes des contaminants à l'origine de la pollution toxique par les lignes suivantes :

« - sulfure de diméthyle ((CH ₃) ₂ S)	75-18-3
<hr/>	
- disulfure de diméthyle (S ₂ (CH ₃) ₂)	624-92-0 ».

18. L'annexe A.1 de ce règlement est modifiée par le remplacement, dans la colonne CAS de la ligne « · HFC-236cb (C₃H₂F₆) », de « 677-565 » par « 677-56-5 ».

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

1° dans QC.1 :

a) par l'insertion, dans le premier alinéa de QC.1.1 et après « gaz acides », de « , les équipements portables, »;

b) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.1.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

c) par l'insertion, après le paragraphe 1 de QC.1.2, du paragraphe suivant :

« 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 la combustion, en excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de la biomasse, en tonnes métriques en équivalent CO₂; »;

d) par le remplacement des sous-paragraphes a à d du paragraphe 2 de QC.1.2 par les sous-paragraphes suivants :

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; »;

e) par le remplacement des paragraphes 3 et 4 de QC.1.2 par les paragraphes suivants :

« 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;

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 telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité; »;

f) par le remplacement, dans le paragraphe 5 de QC.1.2, de « kilogrammes » par « tonnes métriques »;

g) par l'insertion, dans le premier alinéa de QC.1.3 et après « gaz acides », de « de chaudières à lit fluidisé »;

h) par le remplacement de QC.1.3.1 et QC.1.3.2 par ce qui suit :

« 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 si ce dernier 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

$$CO_2 = Combustible \times PCS \times FE \times 0,001$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

FE = Facteur d'émission de CO₂ du combustible indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

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

Équation 1-1.1

$$CO_2 = Combustible \times FEG$$

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 CO_2 du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-4 ou 1-5, soit :

- en kilogrammes de CO_2 par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en kilogrammes de CO_2 par mètre cube aux conditions de référence dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilogrammes de CO_2 par litre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;
- en kilogrammes de CO_2 par kilogramme telles que collectées 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 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

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

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ par gigajoule;

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

i) par le remplacement de ce qui précède le paragraphe 1 de QC.1.3.3 par « Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées conformément aux méthodes suivantes : »;

j) par le remplacement, dans la partie du paragraphe 1 de QC.1.3.3 qui précède l'équation 1-4, de « solides » par « dont la quantité est exprimée en masse »;

k) par l'insertion, dans la définition du facteur « Combustible_i » de l'équation 1-4 de QC.1.3.3 et après « Masse », de « sèche »;

l) par le remplacement, dans l'équation 1-4 du paragraphe 1 de QC.1.3.3, de la définition du facteur « TC_i » par la définition suivante :

« 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; »;

m) par le remplacement, dans la partie du paragraphe 3 de QC.1.3.3 qui précède l'équation 1-6, de « liquides » par « dont la quantité est exprimée en volume de liquide »;

n) par le remplacement, dans la définition du facteur « CO₂ » de l'équation 1-6 du paragraphe 3 de QC.1.3.3, de « liquide » par « dont la quantité est exprimée en volume de liquide »;

o) par la suppression, dans la définition du facteur « Combustible_i » de l'équation 1-6 du paragraphe 3 de QC.1.3.3, de « liquide »;

p) par le remplacement du paragraphe 4 de QC.1.3.3 par le paragraphe suivant :

« 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 la 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

$$\frac{MM}{CVM} \text{ par } 1;$$

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. »;

q) par l'ajout, à la fin du premier alinéa de QC.1.3.4, de « ou encore conformément, dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6, aux spécifications du fabricant »;

r) par l'ajout, après le paragraphe 2 du quatrième alinéa de QC.1.3.4, du paragraphe suivant :

« 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. »;

s) par le remplacement des sous-paragraphe *b* et *c* du paragraphe 2 de QC.1.3.5 par les sous-paragraphe suivants :

« *b*) si les combustibles contiennent plus de 5% en masse de biomasse ou si les combustibles dérivés de matières résiduelles constituent plus de 30% en masse des combustibles brûlés au cours de l'année, calculer les émissions 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; »;
- t) par le remplacement du sous-paragraphe e du paragraphe 2 de QC.1.3.5 par le sous-paragraphe suivant :
- « 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; »;
- u) par l'ajout, à la fin de l'intitulé de QC.1.3.6, de « de chaudières à lit fluidisé »;
- v) par l'insertion, dans ce qui précède l'équation 1-9 de QC.1.3.6 ainsi que dans la définition du facteur « CO₂ » de cette équation et après « gaz acides », de « de chaudières à lit fluidisé »;
- w) par le remplacement, dans le premier alinéa de QC.1.4, de « QC.1.4.4 » par « QC.1.4.5 »;
- x) par le remplacement de QC.1.4.1 par ce qui suit :
- « QC.1.4.1. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH₄ et de N₂O par défaut et le pouvoir calorifique supérieur par défaut du combustible

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O 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 CO₂ 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 :

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;

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 telles que collectées 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

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

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. »;

y) par le remplacement des équations 1-12 et 1-13 de QC.1.4.2 par les équations suivantes :

« **Équation 1-12**

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

Où :

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O 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 kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

- en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en gigajoules par tonne métrique telles que collectées 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 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 CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

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

Équation 1-13

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

Où :

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

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 CH₄ ou de N₂O du charbon, indiqué par le fournisseur du combustible ou établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, en grammes de CH₄ ou de N₂O par kilogramme de charbon;

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

z) par l'ajout, après QC.1.4.4, de ce qui suit :

« 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 CH₄ ou de N₂O 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 CH₄ ou de N₂O 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. »;

aa) par l'insertion, après l'intitulé de QC.1.5, de ce qui suit :

« 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. »;

bb) par le remplacement du deuxième alinéa de QC.1.5.2 par l'alinéa suivant :

« 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. »;

cc) par le remplacement de l'équation 1-16 du premier alinéa de QC.1.5.4 par l'équation suivante :

« **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 telles que collectées 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 telles que collectées 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. »;

dd) par le remplacement du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 du deuxième alinéa de QC.1.5.4 par le sous-paragraphe suivant :

« *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. »;

ee) par le remplacement, dans les définitions des facteurs « PCS » et « PCI » de l'équation 1-17 du deuxième alinéa de QC.1.5.4, de « mégajoules par mètre cube » par « gigajoules par millier de mètres cubes »;

ff) par le remplacement des paragraphes 2 à 4 du deuxième alinéa de QC.1.5.4 par les paragraphes suivants :

« 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 au paragraphe 2 du cinquième alinéa de QC.1.3.4. »;

gg) par le remplacement de QC.1.5.5 par ce qui suit :

« 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 kilogrammes 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 kilogrammes 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 des combustibles gazeux 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 Thermoelectric 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 Gas by 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 et le biogaz;

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

hh) par le remplacement, dans ce qui précède le sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6, tel que modifié par le Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (A.M., 2012, G.O.2, 4450), de « et QC.1.4.4, il doit déterminer la donnée de remplacement pour la concentration de CO₂ » par « , 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 »;

ii) par le remplacement du tableau 1-1 prévu à QC.1.7 par le tableau suivant :

« 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
Carburacteur	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 ^{os} 5 et 6)	42,50
Pétrole brut	39,16
Naphta	35,17
Matières premières pétrochimiques	35,17
Coke de pétrole (du raffinage)	46,35
Coke de pétrole (de valorisation)	40,57
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
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	19,2
Liqueur usée de cuisson base sèche	14,2
Matières résiduelles collectées par une municipalité	11,57
Tourbe	9,30
Pneus	31,18
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
Gaz de cokerie	19,14
Gaz de distillation (du raffinage)	36,08
Gaz de distillation (de valorisation)	43,24
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	39,82
Biogaz (portion méthane)	31,50

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

2. Résidus animaux et végétaux, excluant les résidus de bois et la liqueur noire. »;

jj) par le remplacement du tableau 1-3 prévu à QC.1.7 par le tableau suivant :

« 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	CO₂ (kg/l)	CO₂ (kg/ GJ)	CH₄ (g/l)	CH₄ (g/GJ)	N₂O (g/l)	N₂O (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
Carburéacteur	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 (du raffinage)	3,826	82,55	0,12	2,589	0,0265	0,572
Coke de pétrole (de valorisation)	3,494	86,12	0,12	2,958	0,0231	0,569
Éthanol (100%)	1,519	64,9	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Biodiesel (100%)	2,497	70	S.O.	S.O.	S.O.	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 (kg/kg)	CO₂ (kg/GJ)	CH₄ (g/kg)	CH₄ (g/GJ)	N₂O (g/kg)	N₂O (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
Pneus	2,650	85,0	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.

Combustibles et biocombustibles gazeux	CO ₂ (kg/m ³)	CO ₂ (kg/GJ)	CH ₄ (g/m ³)	CH ₄ (g/GJ)	N ₂ O (g/m ³)	N ₂ O (g/GJ)
Gaz de cokerie	0,879	45,92	0,037	1,933	0,0350	1,829
Gaz de distillation (du raffinage)	1,75	48,50	S. O.	S. O.	0,0222	0,615
Gaz de distillation (de valorisation)	2,14	49,49	S. O.	S. O.	0,0222	0,513
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	2,175	54,63	0,040	1,0	0,004	0,1
Biogaz (portion méthane)	1,556	49,4	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 noire. »;

kk) par le remplacement, dans le tableau 1-6 prévu à QC.1.7, de la ligne commençant par « Tourbe » par la ligne suivante :

«

Tourbe	103,0	1,0	1,5
--------	-------	-----	-----

»;

2° dans QC.2 :

a) par le remplacement de QC.2.1 par ce qui suit :

« 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. »;

b) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.2.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

c) par l'insertion, dans le premier alinéa de QC.2.2 et après le paragraphe 1, du paragraphe suivant :

« 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; »;

d) par le remplacement, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.2.2, de « millions » par « milliers »;

e) par le remplacement, dans le paragraphe 3 du premier alinéa de QC.2.2, de « teneur moyenne en carbone » par « teneur en carbone moyenne annuelle »;

f) par l'insertion, dans le paragraphe 5 du premier alinéa de QC.2.2 et après « masse moléculaire moyenne », de « annuelle »;

g) par le remplacement, dans le deuxième alinéa de QC.2.2, de « 3 et 4 » par « 3 et 5 »;

h) par le remplacement, dans les premier et deuxième alinéas de QC.2.3, respectivement de « de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole » et « de combustion situés sur le site d'une raffinerie de pétrole qui utilisent des gaz de raffinerie, du flexigaz et des gaz associés » par « qui consomment des gaz combustibles »;

i) par le remplacement de l'équation 2-1 de QC.2.3.2 par l'équation suivante :

« **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:

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

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

m = Nombre de réseaux;

i = Jour;

j = Réseau;

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

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

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

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

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

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

j) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 de QC.2.3.4, de « pouvoir » par « pouvoir »;

k) par le remplacement de ce qui précède le paragraphe 1 de QC.2.4.2 par ce qui suit :

« 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 : »;

3° dans QC.3 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.3.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 6 du premier alinéa de QC.3.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement, dans le paragraphe 7 du premier alinéa de QC.3.2, de « les productions mensuelles et annuelle » par « la production annuelle »;

d) par le remplacement des paragraphes 8 à 11 du premier alinéa de QC.3.2 par les paragraphes suivants :

« 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 production annuelle d'anodes ou de cathodes cuites, 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; »;

e) par la suppression des sous-paragraphes *b*, *c*, *d*, *e*, *g* et *h* du paragraphe 12 du premier alinéa de QC.3.2;

f) par la suppression du paragraphe 13 du premier alinéa de QC.3.2;

g) par le remplacement du paragraphe 16 du premier alinéa de QC.3.2 par le paragraphe suivant :

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

h) par l'insertion, dans le deuxième alinéa de QC.3.2 et après « Le », de « sous-paragraphe *f* du »;

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

« Équation 3-1

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

Où :

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

i = Mois;

CNA = Consommation nette d'anodes pour la production d'aluminium 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 CO₂ par rapport au carbone. »;

j) par le remplacement de l'équation 3-2 de QC.3.3.2 par l'équation suivante :

« Équation 3-2

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

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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;

MSB = Émissions de matières solubles dans le benzène (MSB) ou le facteur de l'International Aluminium Institute utilisé, en kilogrammes de MSB 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 CO₂ par rapport au carbone. »;

k) par le remplacement des paragraphes 1 à 3 de QC.3.3.3 par ce qui suit :

« 1° dans le cas des émissions annuelles de CO₂, selon l'équation 3-3 :

Équation 3-3

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

Où:

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

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

$CO_{2\ B}$ = 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 CO_2 attribuables au matériel de garniture, selon l'équation 3-4 :

Équation 3-4

$$CO_{2\ MG} = \sum_{i=1}^{12} \left(CMG \times PACC \times (1 - Cen_{mg} - S_{mg}) \right)_i \times 3,664$$

Où :

$CO_{2\ MG}$ = 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;

$PACC$ = Production d'anodes ou de cathodes cuites 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 CO₂ attribuables à la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, selon l'équation 3-5 :

« **Équation 3-5**

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

Où :

CO_{2B} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, en tonnes métriques;

i = Mois;

CACC = Consommation d'anodes ou de cathodes crues durant le mois *i*, en tonnes métriques;

PACC = Production d'anodes ou de cathodes cuites 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 CO₂ par rapport au carbone. »;

l) par le remplacement de l'équation 3-6 de QC.3.3.4 par l'équation suivante :

« **Équation 3-6**

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

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 . »;

m) par le remplacement de l'équation 3-7 de QC.3.4.2 par l'équation suivante :

« **Équation 3-7**

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

Où :

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

i = Mois;

pen_{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 ;

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

n) par l'insertion, au-dessus de l'équation prévue au paragraphe 2 de QC.3.4.2, de « **Équation 3-8.1** »;

o) par l'insertion, dans ce qui précède le paragraphe 1 du deuxième alinéa de QC.3.6.1 et avant « série de cuves », de « technologie de »;

4° dans QC.4 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.4.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 de QC.4.2;

c) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 de QC.4.2, de « les productions mensuelles » par « la production annuelle »;

d) par la suppression des sous-paragraphe *c* à *g* du paragraphe 3 de QC.4.2;

e) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *h* du paragraphe 3 de QC.4.2, de « rejetées » par « captées »;

f) par la suppression des sous-paragraphe *h.1* et *h.2* du paragraphe 3 de QC.4.2;

g) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *i* du paragraphe 3 de QC.4.2, de « les quantités trimestrielles de poussières rejetées » par « la quantité annuelle de poussières captées »;

h) par l'ajout, à la fin du paragraphe 6 de QC.4.2, de « qui contient du carbone et qui contribue pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé »;

i) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 6 de QC.4.2, de « matières premières utilisées » par « matière première utilisée »;

j) par le remplacement du sous-paragraphe b du paragraphe 6 de QC.4.2 par le sous-paragraphe suivant :

« b) la teneur en carbone organique total dans la matière première, en tonnes métriques de carbone organique par tonne métrique de matière première; »;

k) par le remplacement du paragraphe 7 de QC.4.2 par le paragraphe suivant :

« 7° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans tous les fours de calcination, en tonnes métriques; »;

l) par l'insertion, dans le paragraphe 8 de QC.4.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

m) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 10 de QC.4.2, de « 2 et 4 » par « 2 et 5 »;

n) par le remplacement, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 10 de QC.4.2, de « 6 et 7 » par « 7 et 8 »;

o) par l'ajout, à la fin de QC.4.2, de l'alinéa suivant :

« 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. »;

p) par l'insertion, dans l'intitulé de QC.4.3 et après « CO₂ », de « , de CH₄ et de N₂O »;

q) par le remplacement de l'alinéa de QC.4.3 qui précède QC.4.3.1 par les alinéas suivants :

« 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. »;

r) par le remplacement, dans QC.4.3.1, de « conformément au paragraphe 2 de QC.4.3.2 » par « conformément à QC.4.3.3 »;

s) par le remplacement, dans QC.4.3.2, de tout ce qui précède l'équation 4-1 par ce qui suit :

« 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 : »;

t) par le remplacement, dans les définitions des facteurs « Q_{PFC} » et « FE_{PFC} » de l'équation 4-1 de QC.4.3.2, de « rejetées » par « captées »;

u) par l'insertion, dans la définition du facteur « CaO_{Cl} » de l'équation 4-2 de QC.4.3.2 et après « dans le clinker », de « déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.4.4 »;

v) par le remplacement du deuxième alinéa de la définition du facteur « CaO_{NCC} » de l'équation 4-2 de QC.4.3.2 par l'alinéa suivant :

« 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 à l'entrée du four et de la teneur en CaCO₃ 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; »;

w) par l'insertion, dans la définition du facteur « MgO_{Cl} » de l'équation 4-2 de QC.4.3.2 et après « dans le clinker », de « déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.4.4 »;

x) par le remplacement du deuxième alinéa de la définition du facteur « MgO_{NCC} » de l'équation 4-2 de QC.4.3.2 par l'alinéa suivant :

« 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 à l'entrée du 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; »;

y) par le remplacement, dans la définition du facteur « FE_{PFC} » de l'équation 4-3 de QC.4.3.2, de « rejetées » par « captées »;

z) par le remplacement, dans l'équation 4-3 de QC.4.3.2, de la définition du facteur « CaO_{PFC} » par la définition suivante :

« 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 métrique de poussières; »;

aa) par le remplacement, dans le premier alinéa de la définition du facteur « CaO_{NCP} » de l'équation 4-3 de QC.4.3.2, de « rejetées » par « captées »;

bb) par le remplacement du deuxième alinéa de la définition du facteur « CaO_{NCP} » de l'équation 4-3 de QC.4.3.2 par l'alinéa suivant :

« 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 à l'entrée du four et de la teneur en $CaCO_3$ 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; »;

cc) par le remplacement, dans l'équation 4-3 de QC.4.3.2, de la définition du facteur « MgO_{PFC} » par la définition suivante :

« 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 métrique de poussières; »;

dd) par le remplacement, dans le premier alinéa de la définition du facteur « MgO_{NCP} » de l'équation 4-3 de QC.4.3.2, de « rejetées » par « captées »;

ee) par le remplacement du deuxième alinéa de la définition du facteur « MgO_{NCP} » de l'équation 4-3 de QC.4.3.2 par l'alinéa suivant :

« 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 à l'entrée du four et de la teneur en $MgCO_3$ 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; »;

ff) par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 et de l'équation 4-4 de QC.4.3.2 par ce qui suit :

« 2° les émissions de CO_2 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,MP_m} = Émissions de CO_2 résultant de l'oxydation des matières premières, en tonnes métriques;

n = Nombre de matières premières;

m = Matière première;

TCO_{MP_m} = Teneur en carbone organique total présent dans les matières premières 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;

MP_m = Quantité de matières premières, en tonnes métriques;

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

gg) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.4.3.2 par ce qui suit :

« 4.3.3. Calculs des émissions attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours de calcination

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O 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 CO₂ selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1. »;

hh) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.4.4, de « L'émetteur » par « Lorsqu'il utilise la méthode de calcul prévue à QC.4.3.2, l'émetteur »;

ii) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.4.4 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

jj) par l'ajout, à la fin du paragraphe 3 de QC.4.4, de « , ou par un bilan de matières »;

kk) par le remplacement des paragraphes 4 à 10 de QC.4.4 par les paragraphes suivants :

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

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 suite à l'oxydation 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 valeur de 0;

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 à l'entrée du four 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 valeur de 0;

8° déterminer trimestriellement les teneurs en oxyde de calcium et en oxyde de magnésium restants dans les poussières captées et non recyclées suite à l'oxydation 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 valeur de 0;

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%. »;

5° dans QC.5, par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.5.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

6° dans QC.6 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.6.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par le remplacement des sous-paragraphes a à c du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.6.2 par les sous-paragraphes suivants :

«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; »;

c) par le remplacement, dans le paragraphe 3 du premier alinéa de QC.6.2, de « millions » par « milliers »;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 4 du premier alinéa de QC.6.2 et après « teneur en carbone moyenne », de « annuelle »;

e) par l'insertion, dans le paragraphe 5 du premier alinéa de QC.6.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

f) par le remplacement de QC.6.3.2 par ce qui suit :

« QC.6.3.2. Calcul par bilan des matières premières

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

1° dans le cas des matières premières 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

MM
_____ 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 CO₂ par rapport au carbone. »;

g) par le remplacement du paragraphe 5 de QC.6.4 par le paragraphe suivant :

« 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 ». »;

7° dans QC.7 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.7.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du sous-paragraphe a du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.7.2;

c) par l'insertion, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.7.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

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

« 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; »;

e) par le remplacement du sous-paragraphe h du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« h) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphe *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; »;

f) par le remplacement du sous-paragraphe f du paragraphe 4 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« f) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphe *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) par le remplacement du sous-paragraphe j du paragraphe 5 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« j) la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphe *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; »;

h) par l'insertion, dans les sous-paragraphes *c*, *d* et *f* du paragraphe 6 du premier alinéa de QC.7.2 et après « teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

i) par le remplacement du sous-paragraphe *g* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *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; »;

j) par le remplacement du sous-paragraphe *h* du paragraphe 8 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *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; »;

k) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *a* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.7.2 et après « boulettes de concentré », de « , pour chaque type de boulettes »;

l) par le remplacement du sous-paragraphe *e* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.7.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *e)* la teneur en carbone moyenne annuelle des matières et produits visés aux sous-paragraphes *b* à *d* 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; »;

m) par l'ajout, après le deuxième alinéa de QC.7.2, de l'alinéa suivant :

« 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 et le sous-paragraphe *i* du paragraphe 8 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. »;

n) par le remplacement, dans le paragraphe 2 de QC.7.3.2, de l'équation 7-2 par l'équation suivante :

« 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 de captation et d'épuration, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de résidus;

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

$TC_{SFC,i}$ = Teneur en carbone 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 CO₂ par rapport au carbone; »;

o) par l'insertion, dans les définitions des facteurs des équations 7-3 à 7-9 de QC.7.3.2 et après les mots « teneur en carbone », partout où ils se trouvent, des mots « moyenne annuelle »;

p) dans l'équation 7-4 du paragraphe 4 de QC.7.3.2 :

i. par l'insertion, dans la définition du facteur « MP_j » et après « mazout, », de « et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, »;

ii. par le remplacement de la définition du facteur « TC_{MP_j} » par la définition suivante :

«TC_{MP_j} = Teneur en carbone moyenne annuelle de la matière première *j*, autre que les matières 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*; »;

q) par l'insertion, dans la définition du facteur « MP_j » de l'équation 7-7 du paragraphe 7 de QC.7.3.2 et après « mazout, », de « et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, »;

r) par l'insertion, dans la définition du facteur « MP_j » de l'équation 7-8 du paragraphe 8 de QC.7.3.2 et après « minerai », de « et contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, »;

s) par le remplacement, dans QC.7.4.1, de « conformément à QC.1.3.4 » par « conformément à QC.1.4.5 »;

t) par le remplacement de ce qui précède le paragraphe 1 de QC.7.5.1 par ce qui suit :

« 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 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 : »;

u) par le remplacement des paragraphes 3 à 7 de QC.7.5.1 par les paragraphes suivants :

« 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 QC.8 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.8.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 de QC.8.2;

c) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.8.2 et après « production de », de « chaque type de »;

d) par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 de QC.8.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *b*) la production annuelle de chaque type de chaux, en tonnes métriques; »;

e) par la suppression des sous-paragraphes *c* et *d* du paragraphe 3 de QC.8.2;

f) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 4 de QC.8.2, de « trimestrielles » par « annuelles »;

g) par la suppression des sous-paragraphes *c* et *d* du paragraphe 4 de QC.8.2;

h) par la suppression, dans le paragraphe 5 de QC.8.2, de « calculées conformément au paragraphe 2 de QC.8.3.2 »;

i) par l'insertion, dans le paragraphe 6 de QC.8.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

j) par l'ajout, à la fin de QC.8.2, de l'alinéa suivant :

« Les sous-paragraphes *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. »;

k) par le remplacement, dans l'intitulé de QC.8.3, de « **attribuables à l'utilisation des fours** », par « **, de CH₄ et de N₂O** »;

l) par le remplacement de l'alinéa de QC.8.3 qui précède QC.8.3.1 par les alinéas suivants :

« 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 »;

m) par le remplacement de ce qui précède le paragraphe 1 et de la partie du paragraphe 1 qui précède l'équation 8-1 de QC.8.3.2 par ce qui suit :

« 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 : »;

n) par la suppression de la partie du paragraphe a qui précède l'équation 8-2 de QC.8.3.2;

o) par la suppression de la partie du paragraphe b qui précède l'équation 8-3 de QC.8.3.2;

p) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.8.3.2 par ce qui suit :

« QC.8.3.3. Calcul des émissions attribuables à la combustion des combustibles utilisés dans les fours

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O 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 CO₂ selon la méthode de calcul prévue à QC.1.3.1. »;

q) par l'insertion, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.8.4 et après « produit de la chaux », de « et qui utilise la méthode prévue à QC.8.3.2 »;

r) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.8.4 par le paragraphe suivant :

« 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 « CO₂ 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; »;

s) par le remplacement du paragraphe 6 de QC.8.4 par le paragraphe suivant :

« 6° suivre les procédures d'assurance qualité et de contrôle de la qualité prévues dans la dernière révision du document intitulé « CO₂ Emissions Calculation Protocol for the Lime Industry » et publié par la National Lime Association. »;

9° dans QC.9 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.9.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 1 de QC.9.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par la suppression, dans le paragraphe 2 de QC.9.2, de « , de CH₄ et de N₂O »;

d) par l'insertion, après le paragraphe 2 de QC.9.2, du paragraphe suivant :

« 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; »;

e) par le remplacement du paragraphe 6 de QC.9.2 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

f) par l'insertion, dans le paragraphe 6.1 de QC.9.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

g) par le remplacement des sous-paragraphes a à d du paragraphe 12 de QC.9.2 par les sous-paragraphes suivants :

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; »;

h) par le remplacement des sous-paragraphes a à d du paragraphe 13 de QC.9.2 par les sous-paragraphes suivants :

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; »;

i) par le remplacement du paragraphe 14 de QC.9.2 par les paragraphes suivants :

« 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; »;

j) par l'insertion, dans le paragraphe 15 de QC.9.2 et après « réseaux de purge, », de « calculées conformément à QC.9.3.11, »;

k) par l'insertion dans le paragraphe 16 de QC.9.2 et après « opérations de chargement, », de « calculées conformément à QC.9.3.12, »;

l) par l'insertion dans le paragraphe 17 de QC.9.2 et après « cokéfaction différée, », de « calculées conformément à QC.9.3.13, »;

m) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 19 de QC.9.2, de « , 14 et 17 » par « et 14 »;

n) par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 19 de QC.9.2, de « 3 à 5, 7 à 11 et 15 et 16 » par « 2.1, 3 à 5, 7 à 11, 14.1 et 15 à 17 »;

o) par l'insertion, dans le paragraphe 21 de QC.9.2 et après « charge totale », de « annuelle »;

p) par le remplacement, dans QC.9.3, de « à QC.9.3.9 » par « à QC.9.3.13 »;

q) par le remplacement des équations 9-1 et 9-2 du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de QC.9.3.1 par les équations suivantes :

« **Équation 9-1**

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

Où :

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

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

j = Heure;

CB_j = Consommation 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 CO₂ 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; »;

r) par le remplacement de l'équation 9-3.1 du sous-paragraphe b du paragraphe 1 de QC.9.3.1 par l'équation suivante :

« Équation 9-3.1

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \left[Q_r \times \left(\frac{\%CO_2 + \%CO}{100\%} \right) \right] \times \frac{44}{CVM} \times 0,001 \times 60$$

Où :

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

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

j = Heure;

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

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

%CO = Concentration en monoxyde de carbone de l'échappement du régénérateur, en mètres cubes de monoxyde de carbone par mètre cube de gaz de régénération sur une base sèche, exprimée en pourcentage, ou dans le cas où il n'y a aucun appareil de postcombustion, un pourcentage de 0;

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

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

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

60 = Facteur de conversion des minutes en heures; »;

s) par le remplacement de l'équation 9-4 du paragraphe 2 de QC.9.3.1 par l'équation suivante :

« 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 kilogramme de carbone par kilogramme de coke brûlé;

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

t) par le remplacement de l'équation 9-5.1 du paragraphe 4 de QC.9.3.1 par l'équation suivante :

« **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, 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; »;

u) par le remplacement de l'équation 9-10 du paragraphe 1 de QC.9.3.5 par l'équation suivante :

« **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

$$\frac{MM_p}{CVM} \text{ par 1.}$$

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 et des milliers de mètres cubes en mètres cubes; »;

v) par le remplacement, dans l'équation 9-11 du paragraphe 2 de QC.9.3.5, de la définition du facteur « Torche_p » par la définition suivante :

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

w) par l'insertion, dans la définition du facteur « PCS_p » de l'équation 9-11 du paragraphe 2 de QC.9.3.5 et avant « mètres cubes », de « millier de »;

x) par le remplacement de l'équation 9-12 du paragraphe 2 de QC.9.3.5 par l'équation suivante :

« **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 de mètres cubes en milliers mètres cubes; »;

y) par le remplacement de l'équation 9-13 du paragraphe 3 de QC.9.3.5 par l'équation suivante :

« **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 m³ par kilomole aux conditions de référence;

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

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

0,98 = Efficacité de la torche;

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

z) par le remplacement de l'équation 9-16 du paragraphe 6 de QC.9.3.5 par l'équation suivante :

« **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 CO₂ par rapport au carbone;

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

aa) par le remplacement de l'équation 9-17 du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 de QC.9.3.6 par l'équation suivante :

« **Équation 9-17**

$$CH_4 = Q_{pb} \times 6,29 \times 10^{-7}$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH₄ provenant des réservoirs de stockage, en tonnes métriques;

Q_{pb} = Quantité annuelle de pétrole brut et de produits intermédiaires reçus d'un établissement hors site et traités à l'établissement, en kilolitres;

$6,29 \times 10^{-7}$ = Facteur d'émission par défaut pour les réservoirs de stockage, en tonnes métriques de CH₄ par kilolitre; »;

bb) par le remplacement de l'équation 9-18 du sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 de QC.9.3.6 par l'équation suivante :

« Équation 9-18

$$CH_4 = (2,57 \times 10^{-5}) \times Q_{nt} \times \Delta P \times FM_{CH_4} \times \frac{16}{CVM} \times 1$$

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 $24,06 \text{ m}^3$ par kilomole aux conditions de référence;

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

cc) par l'insertion, avant l'intitulé de QC.9.4.1, de l'intitulé suivant :

« **QC.9.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure** »;

dd) par le remplacement, dans la partie du paragraphe 3 de QC.9.4.1 qui précède le sous-paragraphe a, de « utilisée » par « utilisés »;

ee) par le remplacement des paragraphes 2 et 3 du premier alinéa de QC.9.4.5 par les paragraphes suivants :

« 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. »;

ff) par le remplacement des paragraphes 1 à 3 de QC.9.4.9 par les paragraphes suivants :

« 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. »;

10° dans QC.10 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.10.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans les paragraphes 1, 2, 3, 3.1, 4 et 7 de QC.10.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par l'insertion, dans le paragraphe 9 de QC.10.2 et après « émissions annuelles », de « totales »;

d) par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 9 de QC.10.2, de « au paragraphe 2 » par « aux paragraphes 2 et 7 »;

e) par le remplacement de QC.10.3 par ce qui suit :

« QC.10.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

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. »;

f) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de QC.10.4 et avant « norme », de « plus récente version de la »;

g) par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 de QC.10.4 par les sous-paragraphe suivants :

« *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; »;

h) par le remplacement des paragraphes 1.1 et 2 de QC.10.4 par les paragraphes suivants :

« 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; »;

i) par la suppression des paragraphes 3 et 4 de QC.10.4;

11° dans QC.11 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.11.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.11.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement, dans le paragraphe 3 de QC.11.2, de « mensuelles » par « annuelles »;

d) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.11.4 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

12° dans QC.12 :

a) par l'insertion, dans le deuxième alinéa de QC.12.1 et après le mot « calculées », partout où il se trouve, des mots « et déclarées »;

b) par le remplacement, dans le troisième alinéa de QC.12.1, de « chloruration » par « chloration »;

c) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.12.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

d) par l'insertion, dans les paragraphes 1, 2 et 2.1 de QC.12.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

e) par le remplacement du paragraphe 3 de QC.12.2 par le paragraphe suivant :

« 3° les émissions annuelles de CO₂ attribuables à chaque procédé pétrochimique, en tonnes métriques; »;

f) par la suppression, dans le paragraphe 4 de QC.12.2, de « calculées conformément à QC.12.3.2 »;

g) par l'insertion, après le paragraphe 4 de QC.12.2, du paragraphe suivant :

« 4.1° les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la régénération de catalyseurs, en tonnes métriques; »;

h) par la suppression, dans le paragraphe 5 de QC.12.2, de « calculées conformément à QC.12.3.3 »;

i) par la suppression, dans le paragraphe 6 de QC.12.2, de « calculées conformément à QC.12.3.4 »;

j) par la suppression, dans le paragraphe 7 de QC.12.2, de « calculées conformément à QC.12.3.5 »;

k) par la suppression, dans le paragraphe 8 de QC.12.2, de « calculées conformément à QC.12.3.6 »;

l) par le remplacement des paragraphes 9 à 11 de QC.12.2 par les paragraphes suivants :

« 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; »;

m) par le remplacement, dans les paragraphes 12 et 13 de QC.12.2, de « mensuelles » par « annuelles »;

n) par l'insertion, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 15 de QC.12.2 et après « paragraphes », de « 4.1 et »;

o) par le remplacement, dans QC.12.3, de « QC.12.3.8 » par « QC.12.3.6 »;

p) par le remplacement de QC.12.3.1 par ce qui suit :

« 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

$$CO_2 = \sum_{n=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^k \left[(V_{GA})_{i,n} \times (TC_{GA})_{i,n} \times \frac{(MM_{GA})_i}{CVM} \right] - \sum_{j=1}^m \left[(V_{GP})_{j,n} \times (TC_{GP})_{j,n} \times \frac{(MM_{GP})_j}{CVM} \right] \right] \times 3,664 \times 1$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 volume de gaz;

j = Type de produit dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

(V_{GA})_{i,n} = Quantité de matière première *i* consommée durant le mois *n*, en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

(TC_{GA})_{i,n} = Teneur en carbone moyenne de la matière première *i* pour le mois *n*, 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

MM_{GA}
_____ par 1;

CVM

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

$(V_{GP})_{j,n}$ = Quantité de produit j pour le mois n en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

$(TC_{GP})_{j,n}$ = Teneur en carbone moyenne du produit j durant le mois n , 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 CO₂ par rapport au carbone;

1 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes 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 :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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. »;

q) par l'insertion, dans l'intitulé de QC.12.3.2 ainsi que dans l'alinéa qui suit et après « CO_2 », de « , de CH_4 et de N_2O »;

r) par la suppression de QC.12.3.7, QC.12.3.8 et QC.12.4.4;

13° dans QC.13 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.13.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 1.1 de QC.13.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par l'insertion, dans la définition du facteur « C_{N_2O} » de l'équation 13-2 de QC.13.3.1 et après « test de performance i », de « effectué conformément à QC.13.4 »;

d) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 du troisième alinéa de QC.13.4, de « norme ASTM D6348-03 (2010) » par « plus récente version de la norme ASTM D6348 »;

e) par l'insertion, après le sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 du troisième alinéa de QC.13.4, du sous-paragraphe suivant :

« *b.1)* conformément à toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5; »;

14° dans QC.14 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.14.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 de QC.14.2;

c) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.14.2 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 2.1 de QC.14.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

e) par le remplacement des paragraphes 3 et 4 de QC.14.2 par les paragraphes suivants :

« 3° la quantité annuelle de chaque matériau 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 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau; »;

f) par l'ajout, à la fin de QC.14.2, de l'alinéa suivant :

« 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. »;

g) par le remplacement, dans l'équation 14-1 de QC.14.3.2, de la définition du facteur « M_i » par la définition suivante :

« 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; »;

h) par l'insertion, dans la définition du facteur « TC_i » de l'équation 14-1 de QC.14.3.2 et après « Teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

i) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.14.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.14.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

j) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.14.4 par le paragraphe suivant :

« 1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau 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, 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 Chromatograph », 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 et du minerai, en procédant par échantillonnage et analyse chimique en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5; »;

15° dans QC.15 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.15.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 de QC.15.2;

c) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.15.2 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 2.1 de QC.15.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

e) par le remplacement des paragraphes 3 et 4 de QC.15.2 par les paragraphes suivants :

«3° la quantité annuelle de chaque matériau 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 contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matériau; »;

f) par l'ajout, à la fin de QC.15.2, de l'alinéa suivant :

« 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. »;

g) par le remplacement, dans l'équation 15-1 de QC.15.3.2, de la définition du facteur « M_i » par la définition suivante :

« 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; »;

h) par l'insertion, dans la définition du facteur « TC_i » de l'équation 15-1 de QC.15.3.2 et après « Teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

i) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.15.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.15.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

j) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.15.4 par le paragraphe suivant :

« 1° déterminer annuellement la teneur en carbone de chaque matériau 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 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 et du minerai, en procédant par échantillonnage et analyse chimique en utilisant une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5; »;

16° dans QC.16 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.16.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par le remplacement des sous-paragraphe *a* à *d* du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.16.2 par les sous-paragraphe suivants :

- « 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; »;
- c) par l'insertion, dans le paragraphe 3 du premier alinéa de QC.16.2 et après « teneur en carbone moyenne », de « annuelle »;
- d) par l'insertion, dans paragraphe 4 du premier alinéa de QC.16.2 et après « pouvoir calorifique supérieur moyen », de « annuel »;
- e) par le remplacement des sous-paragraphes a à c du paragraphe 4 du premier alinéa de QC.16.2 par les sous-paragraphes suivants :
- « 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 cube 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 telles que collectées dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité; »;
- f) par l'insertion, dans les paragraphes 8 et 12 du premier alinéa de QC.16.2 et après « gaz acides », de « de chaudières à lit fluidisé »;
- g) par le remplacement du paragraphe 11 du premier alinéa de QC.16.2 par le paragraphe suivant :
- « 11° les émissions fugitives annuelles de CH₄ attribuables à l'entreposage du charbon calculées et déclarées conformément à QC.5, en tonnes métriques; »;

h) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 18 du premier alinéa de QC.16.2 et après « à l'exception des émissions », de « de CO₂ »;

i) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *c* du paragraphe 18 du premier alinéa de QC.16.2, de « et 10 » par « , 10 et 11 »;

j) par la suppression, dans le deuxième alinéa de QC.16.3, de « , de CH₄ et de N₂O »;

k) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *a* du paragraphe 7 de QC.16.3.2, de « et QC.1.3.3 » par « ou QC.1.3.3 »;

l) par l'insertion, dans QC.16.3.3 et après « gaz acides », de « de chaudières à lit fluidisé »;

m) par l'ajout, à la fin de QC.16.4, des alinéas suivants :

« Dans le cas d'une installation ou d'un établissement dont les équipements utilisent du gaz naturel, du diesel ou du mazout lourd, qui ne sont pas individuellement équipés d'un appareil de mesure du débit ou d'un réservoir et dont les données ne peuvent être obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, l'émetteur peut 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. »;

n) par l'ajout, à la fin de QC.16.6.1 et de QC.16.6.2, de « lorsque la méthode de calcul prévue à QC.16.3.2 est utilisée »;

o) par l'insertion, dans QC.16.6.3 et après « L'émetteur », de « qui opère une chaudière à lit fluidisé équipée d'un système d'épuration des gaz acides »;

17° dans QC.17 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *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) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *c* du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2, de « d'émissions de CO₂ » par « d'émissions de gaz à effet de serre »;

d) par le remplacement des sous-paragraphe *v* et *vi* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2 par les sous-paragraphe suivants :

« *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; »;

e) par le remplacement, dans les sous-paragraphe *d* et *e* du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2, de « CO₂ » par « gaz à effet de serre »;

f) par le remplacement du sous-paragraphe *iii* du sous-paragraphe *e* du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.17.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *iii*. les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à l'électricité acquise, en tonnes métriques en équivalent CO₂, selon chaque province ou état; »;

g) par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.17.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *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; »;

h) par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.17.2, de « CO₂ » par « gaz à effet de serre »;

i) par le remplacement du sous-paragraphe i du sous-paragraphe c du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.17.2 par le sous-paragraphe suivant :

« 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; »;

j) par le remplacement, dans le sous-paragraphe d du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.17.2, de « CO₂ » par « gaz à effet de serre »;

k) par le remplacement du sous-paragraphe ii du sous-paragraphe d du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.17.2 par le sous-paragraphe suivant :

« 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; »;

l) par la suppression du deuxième alinéa de QC.17.2;

m) par le remplacement, dans QC.17.3 ainsi que dans son intitulé, respectivement de « CO₂ » et « **CO₂** » par « gaz à effet de serre » et « **gaz à effet de serre** »;

n) par le remplacement de QC.17.3.1 et QC.17.3.2 par ce qui suit :

« 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 Environnement Canada en vertu de l'article 71 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (L.C., 1999, c. 33), 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 CO_2 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

$$FE_i = [(FE_{CO_2} \times 1000) + (FE_{CH_4} \times 21) + (FE_{N_2O} \times 310)] \times 0,000001$$

Où :

FE_j = Facteur d'émission de gaz à effet de serre du combustible j , en tonne métriques en équivalent CO_2 par gigajoule;

FE_{CO_2} = Facteur d'émission de CO_2 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 CO_2 par gigajoule;

1000 = Facteur de conversion des kilogrammes en grammes;

FE_{CH_4} = Facteur d'émission de CH_4 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 CH_4 par gigajoule;

21 = Potentiel de réchauffement planétaire du CH_4 ;

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;

310 = 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 la province ou 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, hydrolenne, 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 identifiables et par les installations non identifiables, 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

$$GES = GES_t \times \frac{MWh_{\text{exp}}}{MWh_n} - (MWh_{\text{exp}} \times FE_D)$$

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, hydrolenne, éolienne, solaire ou marée motrice, un facteur de 0;
- lorsque l'électricité provient d'une installation non identifiable, un facteur de 0. »;

o) par le remplacement de l'intitulé du tableau 17-1 de QC.17.4 par l'intitulé suivant :

« 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 »;

p) par le remplacement de l'entête du tableau 17-1 de QC.17.4 ainsi que des 5 premières lignes de ce tableau par ce qui suit :

«

Provinces canadiennes et marchés nord-américains	Facteur d'émission par défaut (tonne métrique de GES /MWh)
Terre-Neuve et Labrador	0,021
Nouvelle-Écosse	0,850
Nouveau-Brunswick	0,550
Québec	0,002
Ontario	0,100

»;

18° dans QC.18 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.18.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.18.2;

c) par l'insertion, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.18.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

d) par l'insertion, dans les paragraphes 9, 11, 13 et 15 du premier alinéa de QC.18.2 et après « teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

e) par le remplacement des paragraphes 16 et 17 du premier alinéa de QC.18.2 par les paragraphes suivants :

« 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; »;

f) par l'ajout, à la fin du deuxième alinéa de QC.18.2, de « 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. »;

g) par le remplacement, dans la définition du facteur « $CO_{2, MP}$ » de l'équation 18-1 du paragraphe 1 de QC.18.3.2, de « contenant du carbone » par « contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé »;

h) par l'insertion, dans la définition du facteur « T_{PC} » de l'équation 18-2 du paragraphe 2 de QC.18.3.2 et après « Teneur en carbonate de calcium », de « moyenne annuelle »;

i) par le remplacement, dans l'équation 18-2 du paragraphe 2 de QC.18.3.2, de la définition du facteur « T_D » par la définition suivante :

« 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; »;

j) par l'insertion, dans la définition du facteur « TC_{AR} » de l'équation 18-3 du paragraphe 3, dans la définition du facteur « TC_{MIN} » de l'équation 18-4 du paragraphe 4 et dans la définition du facteur « TC_{EL} » de l'équation 18-5 du paragraphe 5 de QC.18.3.2 et après « Teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

k) par le remplacement, dans l'équation 18-6 du paragraphe 6 de QC.18.3.2, de la définition du facteur « $CO_{2, MP}$ » par la définition suivante :

« $CO_{2, MP}$ = 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; »;

l) par l'ajout, à la fin de la définition du facteur « n » de l'équation 18-6 du paragraphe 6 de QC.18.3.2, de « contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé »;

m) par le remplacement, dans la définition du facteur « MP_i » de l'équation 18-6 du paragraphe 6 de QC.18.3.2, de « qui contribue » par « contribuant »;

n) par l'insertion, dans la définition du facteur « $TC_{MP, i}$ » de l'équation 18-6 du paragraphe 6 de QC.18.3.2 et après « Teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

o) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.18.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.18.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

p) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.18.4 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

19° dans QC.19 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.19.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.19.2;

c) par le remplacement dans le sous-paragraphe d du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.19.2, de « contenant du carbone » par « contribuant pour 1% ou plus du carbone total dans le procédé »;

d) par le remplacement du sous-paragraphe e du paragraphe 2 du premier alinéa de QC.19.2 par le sous-paragraphe suivant :

« e) la teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau contribuant pour 1% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques de carbone par tonne de matériau; »;

e) par l'insertion, dans les paragraphes 3 et 4 du premier alinéa de QC.19.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

f) par l'insertion, dans les définitions des facteurs « TC_{AR} », « TC_{EL} », « TC_{MIN} », « TC_{AF} », « TC_{FEA} » et « TC_{MNA} » de l'équation 19-1 de QC.19.3.2 et après « Teneur en carbone », de « moyenne annuelle »;

g) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.19.5, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.19.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

h) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.19.5 par le paragraphe suivant :

« 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 »; »;

i) par l'ajout, à la fin de l'intitulé du tableau 19-1 de QC.19.7, de « , **en tonnes métriques de CH₄ par tonne métrique de ferroalliage** »;

20° dans QC.20 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.20.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.20.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 7 de QC.20.2, de « CO₂ » par « gaz à effet de serre »;

21° dans QC.21 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.21.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.21.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par l'ajout, à la fin de QC.21.2, de l'alinéa suivant :

« 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. »;

d) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.21.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode prévue à QC.21.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

e) par le remplacement du sous-paragraphe ii du sous-paragraphe b du paragraphe 1 de QC.21.4 par le sous-paragraphe suivant :

« 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; »;

f) par le remplacement, dans le paragraphe 2 de QC.21.4, de « sous-paragraphe b » par « sous-paragraphe c »;

22° dans QC.22 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.22.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.22.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement, dans le paragraphe 4 du premier alinéa de QC.22.2, de « les teneurs mensuelles en carbone inorganique » par « la teneur en carbone inorganique moyenne annuelle »;

d) par le remplacement, dans le paragraphe 5 du premier alinéa de QC.22.2, de « les consommations mensuelles et annuelle » par « la consommation annuelle »;

e) par l'insertion, dans la définition du facteur « TC_i » de l'équation 22-1 de QC.22.3.2 et après « Teneur en carbone », de « mensuelle »;

f) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.22.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.22.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

g) par l'ajout, à la fin du paragraphe 2 de QC.22.4, de « ou toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 »;

23° dans QC.23 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.23.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.23.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.23.2 par le paragraphe suivant :

«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; »;

d) par le remplacement, dans les paragraphes 4 et 7 du premier alinéa de QC.23.2, de « mensuelle » par « moyenne annuelle »;

e) par le remplacement, dans le deuxième alinéa de QC.23.2, de « 4 à 7 » par « 4 et 7 »;

f) par le remplacement des définitions de « CO_{2, G} », « CO_{2, L} » et « CO_{2, S} » de l'équation 23-1 de QC.23.3.2 par les définitions suivantes :

« $CO_{2,G}$ = 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; »;

g) par le remplacement des équations 23-2, 23-3 et 23-4 de QC.23.3.2 par les équations suivantes :

« **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

MM
_____ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ par rapport au carbone;

Équation 23-4

$$CO_{2,S} = \sum_{i=1}^{12} [MP_i \times TC_i] \times 3,664$$

Où :

$CO_{2,S}$ = Émissions annuelles de 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. »;

h) par le remplacement de l'équation 23-5 de QC.23.3.3 par l'équation suivante :

« **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

MM

_____ 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 CO₂ par rapport au carbone;

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

i) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.23.4 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

24° dans QC.24 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.24.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par le remplacement, dans QC.24.3, de « à QC.24.3.1 et QC.24.3.2 » par « de QC.24.3.1 à QC.24.3.3 »;

c) par le remplacement des équations 24-3 et 24-4 de QC.24.3.1 par les équations suivantes :

« **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;

$S_{\text{Équipement}}$ = Quantité de gaz j acquis, contenu dans les équipements électriques, en kilogrammes;

$S_{\text{Ret ent}}$ = 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; »;

d) par le remplacement de l'équation 24-8 de QC.24.3.2 par l'équation suivante :

« 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. »;

e) par l'ajout, après QC.24.3.2, de ce qui suit :

« 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

$$f_{j,i} = \left(\frac{M_{\text{rés},j}}{M_{\text{initiale},j}} \right)$$

Où :

$f_{j,i}$ = Fraction moyenne du gaz j résiduel dans les contenants de type i qui sont retournés vides au fournisseur;

$M_{\text{rés},j}$ = Masse résiduelle moyenne du gaz j dans les contenants vides, en kilogrammes;

$M_{\text{initiale},j}$ = 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 24-13

$$S_{\text{REC}} = S_{\text{Détruit}} + S_{\text{Recyclé}}$$

Où :

S_{REC} = Quantité annuelle du gaz j récupéré des équipements électriques en phase d'exploitation, en kilogrammes;

$S_{\text{Détruit}}$ = Quantité de gaz j envoyé aux installations de destruction, en kilogrammes;

$S_{\text{Recyclé}}$ = Quantité de gaz j envoyé aux installations de recyclage hors site, en kilogrammes;

j = Type de gaz. »;

f) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.24.4, de « L'émetteur » par « Lorsqu'il utilise les méthodes de calcul prévues à QC.24.3.2 et QC.24.3.3, l'émetteur »;

25° dans QC.25 :

a) par l'insertion, dans le troisième alinéa de QC.25.1 et après « gaz acides », de « de chaudières à lit fluidisé »;

b) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.25.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

c) par l'insertion, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.25.2 et après « fraction de calcination des carbonates », de « moyenne annuelle »;

d) par le remplacement du paragraphe 4 du premier alinéa de QC.25.2 par le paragraphe suivant :

« 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 four, en tonnes métriques;

- b) la teneur en carbonate moyenne annuelle de chaque matière à l'entrée et à la sortie du four, en tonnes métriques de carbonates par tonne métrique de matière; »;
- e) par le remplacement, dans le deuxième alinéa de QC.25.2, de « du premier alinéa ne s'applique » par « et le sous-paragraphe b du paragraphe 4 du premier alinéa ne s'appliquent »;
- f) par le remplacement, dans les définitions des facteurs « $TC_{j,i}$ » des équations 25-1 et 25-2 de QC.25.3.2, de « Teneur annuelle moyenne en carbonate » par « Teneur en carbonate annuelle moyenne »;
- g) par le remplacement des paragraphes 1 et 2 de QC.25.4 par les paragraphes suivants :
- « 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; »;
- 26° dans QC.26 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.26.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par la suppression du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.26.2;

c) par la suppression, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.26.2, de « , calculées conformément à QC.25 »;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 4 du premier alinéa de QC.26.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

e) par le remplacement, dans le paragraphe 6 du premier alinéa de QC.26.2, de « moyenne annuelle en carbonates » par « en carbonates moyenne annuelle »;

f) par la suppression, dans le deuxième alinéa de QC.26.2, de « 2, 3, »;

g) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.26.4, de « L'émetteur » par « Lorsque la méthode de calcul prévue à QC.26.3.2 est utilisée, l'émetteur »;

27° dans QC.27 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.27.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.27.2 par le paragraphe suivant :

« 2° la consommation annuelle de chaque type de combustible, en kilolitres. »;

c) par le remplacement, dans le premier alinéa de QC.27.3, de « aux méthodes de calcul prévues à QC.27.3.1 à QC.27.3.3 » par « à la méthode de calcul prévue à QC.27.3.1 »;

d) par le remplacement de QC.27.3.1 par ce qui suit :

« 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. »;

e) par la suppression de QC.27.3.2 et QC.27.3.3;

f) par le remplacement, dans le premier alinéa de QC.27.4, de « aux méthodes de calcul prévues à QC.27.4.1 à QC.27.4.3 » par « à la méthode de calcul prévue à QC.27.4.1 »;

g) par le remplacement de QC.27.4.1 par ce qui suit :

« 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

$$CH_4 \text{ ou } N_2O = \text{Combustible} \times FE \times 1000 \times 0,000001$$

Où :

CH_4 ou N_2O = Émissions annuelles de CH_4 ou de N_2O 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 CH_4 ou de N_2O 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. »;

h) par la suppression de QC.27.4.2 et QC.27.4.3;

i) par le remplacement, dans le paragraphe 2 de QC.27.5, de « trimestriellement » par « annuellement »;

j) par le remplacement du tableau 27-1 par le tableau suivant :

« 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	1,89	0,009	0,00006
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

»;

28° dans QC.28 :

a) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 de QC.28.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

b) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.28.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

c) par le remplacement du paragraphe 2 de QC.28.4.1 par le paragraphe suivant :

« 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

$$M_{rés_i} = \frac{M_i \times p_i \times V_i}{Z_i \times R \times T_i}$$

Où:

$M_{rés,i}$ = 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 kelvins; »;

29° dans QC.29 :

a) par l'ajout, à la fin du paragraphe 5 de QC.29.1, de « , mais incluant les pipelines et les équipements nécessaires à la livraison chez un client situé près d'une ligne de transport »;

b) par le remplacement, dans ce qui précède le paragraphe 1 du premier alinéa de QC.29.2, de « La déclaration d'émissions de gaz à effet de serre visée à l'article 6.2 doit » par « Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment »;

c) par la suppression du paragraphe 1 du premier alinéa de QC.29.2;

d) par l'insertion, dans le paragraphe 2 du premier alinéa de QC.29.2 et après « calculées », de « et déclarées »;

e) par l'insertion, dans le sous-paragraphe ii du sous-paragraphe a du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.29.2 et après « équipements », de « pneumatiques »;

f) par le remplacement, dans le sous-paragraphe vi du sous-paragraphe a et dans les sous-paragraphe *d*, *i* et *j* du paragraphe 3, dans le sous-paragraphe v du sous-paragraphe a et dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 4, dans le sous-paragraphe iii du paragraphe a et dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 5, dans le sous-paragraphe v du sous-paragraphe a et dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 6 et dans le sous-paragraphe *g* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.29.2, de « QC.29.3.9 » par « QC.29.3.11 »;

g) par l'ajout, à la fin du sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.29.2, de « ou QC.29.3.8 »;

h) par le remplacement du sous-paragraphe *k* du paragraphe 3 du premier alinéa de QC.29.2 par les sous-paragraphe suivants :

« *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; »;

i) par l'ajout, après le sous-paragraphe iv du sous-paragraphe a du paragraphe 6 du premier alinéa de QC.29.2, du sous-paragraphe suivant :

« *v*. les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers, calculées conformément à QC.29.3.9; »;

j) par l'insertion, après le sous-paragraphe *b* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.29.2, du sous-paragraphe suivant :

« *b.1)* les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des émissions fugitives des compteurs et des régulateurs hors terre aux stations de régulation et de mesure, incluant les émissions fugitives des composantes d'équipements de la station, calculées conformément à QC.29.3.8; »;

k) par le remplacement du sous-paragraphe *f* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.29.2 par le sous-paragraphe suivant :

« *f)* les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O issues des torches reliées au réseau de transport et de distribution et des torches reliées aux équipements de ce réseau, calculées conformément à QC.29.3.4; »;

l) par la suppression, dans le sous-paragraphe *h* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.29.2, de « les émissions attribuables aux bris causés par les tiers; »;

m) par l'ajout, après le sous-paragraphe *h* du paragraphe 7 du premier alinéa de QC.29.2, des sous-paragraphe suivants :

« *i)* les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des équipements du réseau de service, calculées conformément à 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 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 fugitives issues d'autres sources, calculées conformément à QC.29.3.11; »;

n) par l'insertion, dans le paragraphe 8 du premier alinéa de QC.29.2 et après « calculées, de « et déclarées »;

o) par l'insertion, après le sous-paragraphe *d* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.29.2, du sous-paragraphe suivant :

- « d.1) les facteurs d'émissions utilisés en remplacement de ceux indiqués aux tableaux 29-1 à 29-5 prévus à QC.29.6; »;
- p) par le remplacement du sous-paragraphe ii du sous-paragraphe *f* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.29.2 par le sous-paragraphe suivant :
- « ii. la capacité nominale du compresseur, en kilowatts; »;
- q) par le remplacement, dans le sous-paragraphe iv du sous-paragraphe *f* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.29.2, de « le mode » par « les modes »;
- r) par l'ajout, après le sous-paragraphe iv du sous-paragraphe *f* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.29.2, du sous-paragraphe suivant :
- « v. le nombre de compresseurs démarrés durant l'année; »;
- s) par l'ajout, après le sous-paragraphe ii du sous-paragraphe *h* du paragraphe 9 du premier alinéa de QC.29.2, du sous-paragraphe suivant :
- « iii. le nombre de canalisations endommagées par un tiers, incluant la distribution des bris selon le volume de gaz émis à l'atmosphère; »;
- t) par le remplacement, dans le premier alinéa de QC.29.3, de QC.29.3.9 » par « QC.29.3.11 »;
- u) par l'insertion, dans ce qui précède l'équation 29-1 de QC.29.3.1 et après « échappement élevé », de « , c'est-à-dire dont le débit à l'événement est supérieur à 0,17 m³ à l'heure, »;
- v) par le remplacement des équations 29-1 à 29-5 de QC.29.3.1 par les équations suivantes :

« **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 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 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 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 = 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 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 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;

$i =$ CO₂ ou CH₄;

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, 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;

$\rho_i =$ Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

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

$i =$ CO₂ ou CH₄;

Équation 29-4

$$GES_{n-m,i} = \sum_{k=1}^m [Q_{GN,k} \times V_k] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

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 k fonctionnant au gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4.1, en mètres cubes par litre de liquide pompé, aux conditions de référence;

V_k = Volume de liquide pompé annuellement, en litres;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

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;

- fourni par le fabricant dans le cas des équipements à échappement_intermittent utilisés au niveau de démarreur de compresseur;

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.19.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 . »;

w) par le remplacement de l'équation 29-6 de QC.29.3.3 par l'équation suivante :

« **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 de gaz dans les chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, par type d'équipement j , déterminé conformément à QC.29.4.3, en mètres cubes;

T_{CR} = Température de référence, soit 293,15 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 1,893 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. »;

x) par le remplacement, dans la définition du facteur « AC_k » de l'équation 29-7 du paragraphe 1 de QC.29.3.4, de « pentane-plus » par « pentane, 6 dans le cas de l'hexane et 7 dans le cas de l'hexane-plus »;

y) par l'insertion, dans les définitions des facteurs « V_G » et « PCS » de l'équation 29-9 du paragraphe 3 de QC.29.3.4 et respectivement après « en mètres cubes » et « en gigajoules par mètre cube », de « aux conditions de référence »;

z) par le remplacement de l'équation 29-10 du paragraphe 2 de QC.29.3.5 par l'équation suivante :

« **Équation 29-10**

$$GES_i = \sum_{j=1}^n \left[\sum_{m=1}^z (D_{G,j} \times t_j)_m \times (1 - FG_j) \right] \times FM_i \times \left[\frac{T_{CR} \times P_{cc}}{T_{cc} \times P_{CR}} \right] \times \rho_i \times 0,001$$

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 ;

$D_{G,j}$ = 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, 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄; »;

aa) par le remplacement de l'équation 29-11 de QC.29.3.6 par l'équation suivante :

« **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_{G,*j*} = 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 du compresseur alternatif, en kelvins;

P_{ca} = Pression à l'évent du compresseur alternatif, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 . »;

bb) par le remplacement de ce qui précède le paragraphe 1 de QC.29.3.7 par ce qui suit :

« À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale de CO_2 et de CH_4 dans le gaz naturel est inférieure à 10% qui doivent être calculées selon QC.29.3.11, les émissions fugitives annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes : »;

cc) par l'ajout, à la fin du sous-paragraphe i du sous-paragraphe c du paragraphe 1 de QC.29.3.7, de « dans le cas d'une station dont les émissions sont égales ou supérieures à 10 000 tonnes en équivalent CO_2 »;

dd) dans l'équation 29-12 du paragraphe 2 de QC.29.3.7 :

i. par le remplacement de la définition du facteur « N_j » par la définition suivante :

« N_j = Nombre total de composantes de type j ; »;

ii. par l'insertion, dans la définition du facteur « FE_j » et après « en mètres cubes par heure », de « aux conditions de référence »;

ee) dans l'équation 29-13 du paragraphe 2 de QC.29.3.7 :

i. par le remplacement de la définition du facteur « N_j » par la définition suivante :

« N_j = Nombre total de composantes de type j ; »;

ii. par l'insertion, dans la définition du facteur « FE_j » et après « en tonnes métriques par heure », de « aux conditions de référence »;

ff) par le remplacement de l'intitulé de QC.29.3.8 et de ce qui précède le paragraphe 1 de QC.29.3.8 par ce qui suit :

« 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 : »;

gg) par l'ajout, à la fin du sous-paragraphe i du sous-paragraphe b du paragraphe 1 de QC.29.3.8, de « dans le cas d'une station dont les émissions sont inférieures à 10 000 tonnes en équivalent CO₂ »;

hh) dans l'équation 29-14 du paragraphe 2 de QC.29.3.8 :

i. par le remplacement de la définition du facteur « N_j » par la définition suivante :

« N_j = Nombre total de composantes de type *j* déterminé conformément à QC.29.4.8; »;

ii. par l'insertion, dans la définition du facteur « FE_j » et après « en mètres cubes par heure », de « aux conditions de référence »;

ii) par le remplacement de la définition du facteur « N_j » de l'équation 29-15 du paragraphe 2 de QC.29.3.8 par la définition suivante :

« N_j = Nombre total de composantes de type *j*; »;

jj) par le remplacement de QC.29.3.9 par ce qui suit :

« QC.29.3.9. Calcul des émissions de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux canalisations endommagées par un tiers qui sont égales ou supérieures à 1,416 m³ de CH₄ aux conditions de référence, doivent être calculées selon les équations 29-16 et 29-17 dans le cas des ruptures de canalisation et des canalisations perforées lorsque, tel que déterminé en vertu du paragraphe 1 de QC.29.4.9, l'écoulement est étranglé et selon l'équation 29-18 dans le cas des canalisations perforées où l'écoulement n'est pas étranglé.

Équation 29-16

$$GES_{CH_4} = \frac{3,6 \times 10^6 \times A}{\rho_{ref}} \sqrt{\frac{K \times MM}{1000 \times R \times T}} \times \frac{P_a \times M}{\left(1 + \frac{K-1}{2} M^2\right)^{\frac{K+1}{2(K-1)}}} \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{ge}}{T_{ge} \times P_R} \right] \times \rho_{ref} \times 0,001$$

Où :

GES_{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 intérieure de la coupe transversale 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, en mètres par seconde;

ρ_{ref} = Densité du CH_4 , soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;

T = Température à l'intérieur de la canalisation, en kelvins;

P_a = Pression 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;

t_j = Durée de la fuite dû au bris, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

P_{ge} = Pression 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, en mètres par seconde;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

P_a = Pression à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.29.4.9, en kilopascals;

P_e = Pression atmosphérique au lieu de rupture, en kilopascals;

Équation 29-18

$$CH_4 = \frac{A_{\text{trou}}}{\rho_{\text{ref}}} \sqrt{\frac{2000 \cdot K}{K-1}} P_a \rho_a \left[\left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{2/K} - \left(\frac{P_{\text{Atm}}}{P_a} \right)^{(K+1)/K} \right] \times t \times \left[\frac{T_R \times P_{ge}}{T_{ge} \times P_R} \right] \times \rho_{\text{ref}} \times 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à une perforation de canalisation par un tiers où l'écoulement n'est pas étranglé, en tonnes métriques;

A_{trou} = Dimension de la perforation, en mètres carrés;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

ρ_{ref} = Densité du CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;

ρ_a = Densité du CH₄ dans la canalisation au point de perforation, en kilogrammes par mètre cube;

P_a = Pression à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4.9, en kilopascals;

P_{atm} = Pression atmosphérique au lieu de perforation, en kilopascals;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole kelvin.

t_j = 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 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 fuit, 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;

$\rho_i =$ Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

$i =$ CO_2 ou CH_4 .

QC.29.3.11. Calcul des émissions des autres sources d'émissions fugitives

Les émissions des sources d'émissions fugitives qui ne sont pas calculées selon les méthodes prévues à QC.29.3.1 à QC.29.3.10 doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° en utilisant les méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé « Methodology Manuel : Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System » et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

2° en utilisant une méthode propre au secteur publiée par l'Association canadienne du gaz. »;

kk) par l'ajout, après le paragraphe 3 de QC.29.4, de l'alinéa suivant :

« À compter du 1^{er} janvier 2015, tous les équipements pneumatiques à échappement élevé et les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel doivent être équipés de compteurs. »;

ll) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.29.4.1 par le paragraphe suivant :

« 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; »;

mm) par l'ajout, à la fin des paragraphes 2 et 3 de QC.29.4.1, de « À défaut d'équipement similaire, il doit faire le calcul en utilisant les données indiquées au tableau 29-1 prévu à QC.29.6; »;

nn) par l'ajout, à la fin du sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 de QC.29.4.1, de « fonctionnant au gaz naturel »;

oo) par la suppression du paragraphe 3 de QC.29.4.3;

pp) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *ii* du sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 de QC.29.4.4, de « et du pentane-plus » par « du pentane, de l'hexane et de l'hexane-plus »;

qq) par le remplacement du paragraphe 1 de QC.29.4.5 par le paragraphe suivant :

« 1° déterminer le volume du gaz provenant du réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le volume du gaz qui est dirigé vers une torche à l'aide d'un débitmètre temporaire ou permanent, pour chaque mode d'opération, 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 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;

rr) par l'insertion, dans le paragraphe 2 de QC.29.4.5 et après « période de pointe », de « moins de 200 heures par année »;

ss) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *ii* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de QC.29.4.6, de « sur une période de » par « depuis au moins »;

tt) par la suppression du sous-paragraphe *iii* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de QC.29.4.6;

uu) par l'ajout, après le sous-paragraphe c du paragraphe 2 de QC.29.4.6, du sous-paragraphe suivant :

« 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, déterminer le volume du gaz en se basant sur des données provenant de débitmètres installés sur des équipements similaires; »;

vv) par le remplacement, dans ce qui précède le sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.29.4.7, de « la concentration de CO₂ et de CH₄ dans le gaz naturel selon l'une des » par « le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes conformément aux »;

ww) par le remplacement du sous-paragraphe ii du sous-paragraphe d du paragraphe 2 de QC.29.4.8 par le sous-paragraphe suivant :

« 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 un transfert fiduciaire, calculées conformément à l'équation 29-12, en tonnes métriques;

N = Nombre total de composantes, soit les compteurs et les régulateurs hors terre, aux stations où il y a un transfert fiduciaire;

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;

1000 = Facteur de conversion des tonnes métriques en kilogrammes;

8760 = Facteur de conversion d'une année en heures;

i = CH₄ ou CO₂; »;

xx) par l'ajout, à la fin de QC.29.4.8, de ce qui suit :

« 29.4.9. Émissions fugitives des canalisations endommagées par des tiers

Dans le cas des émissions fugitives attribuables aux canalisations endommagées par des tiers, l'émetteur doit :

1° dans le cas d'une perforation de canalisation, déterminer si l'écoulement est étranglé ou non selon la méthode suivante :

Si le rapport $P_{atm} / P_a \geq 0,546$; l'écoulement est non étranglé;

Si le rapport $P_{atm} / P_a < 0,546$; l'écoulement est étranglé;

Où :

P_a = Pression à l'intérieur de la canalisation, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.29.4.9, en kilopascals;

P_{atm} = Pression atmosphérique au lieu de perforation, en kilopascals;

2° déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation :

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.

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 Manuel : 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. »;

yy) par le remplacement des tableaux 29-1 à 29-5 prévus à QC.29.6 par les tableaux suivants :

« Tableau 29-1. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par composante, lors de sa compression pour son transport terrestre

(QC.29.3.2, QC.29.3.4, 2°, QC.29.4.7, 1°)

Facteurs d'émissions des fuites par type de composantes	
Type de composantes	Gaz naturel (tonnes/heure)
Raccord	$4,484 \times 10^{-5}$
Vanne de sectionnement	$1,275 \times 10^{-4}$
Vanne de commande	$8,205 \times 10^{-5}$
Vanne de décharge du compresseur	$5,691 \times 10^{-3}$
Soupape de surpression	$5,177 \times 10^{-4}$
Compteur à orifice	$2,076 \times 10^{-4}$
Autre compteur	$3,493 \times 10^{-7}$
Régulateur	$1,125 \times 10^{-4}$
Conduite ouverte à l'atmosphère	$1,580 \times 10^{-4}$

Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de composantes	
Type de composantes	Carbone organique total (m³/heure)
Équipement pneumatique à faible échappement	$5,07 \times 10^{-2}$
Équipement pneumatique à échappement élevé	$5,69 \times 10^{-1}$
Équipement pneumatique à échappement intermittent	$5,69 \times 10^{-1}$
Pompes pneumatiques	$3,766 \times 10^{-1}$

Tableau 29-2. Facteurs d'émission des fuites de gaz naturel par composante, 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 m³/heure
Facteurs d'émission des fuites par type de composantes suite à 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	$2,8 \times 10^{-4}$
Vanne	$2,8 \times 10^{-3}$
Soupape de surpression	$4,8 \times 10^{-3}$
Conduite ouverte à l'atmosphère	$8,5 \times 10^{-4}$
Équipement pneumatique à faible échappement	$5,07 \times 10^{-2}$
Équipement pneumatique à échappement élevé	$5,69 \times 10^{-1}$
Équipement pneumatique à échappement intermittent	$5,69 \times 10^{-1}$

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 par composante, lors de la distribution du gaz naturel

(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	Gaz naturel tonnes/heure
Raccord	$6,875 \times 10^{-6}$
Vanne de sectionnement	$1,410 \times 10^{-5}$
Vanne de commande	$7,881 \times 10^{-5}$
Soupape de surpression	$3,524 \times 10^{-5}$
Compteur à orifice	$8,091 \times 10^{-6}$
Régulateur	$2,849 \times 10^{-5}$
Conduite ouverte à l'atmosphère	$1,216 \times 10^{-4}$
Facteurs d'émissions fugitives pour un ensemble de composantes	
Type de composantes	Gaz naturel m³/heure
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation est supérieure à 300 psig	$3,74 \times 10^{-2}$
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation se situe entre 100 et 300 psig	$5,7 \times 10^{-3}$
Compteur et régulateur souterrains où la pression d'alimentation est inférieure à 100 psig	$2,8 \times 10^{-3}$
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de transport	
Type de conduites	Gaz naturel m³/heure
Acier non protégé	$1,83 \times 10^{-1}$
Acier protégé	$7,22 \times 10^{-2}$
Plastique	$7,75 \times 10^{-2}$
Fonte	$7,83 \times 10^{-1}$
Facteurs d'émissions fugitives de chaque type de conduites de distribution	
Type de conduites	Gaz naturel m³/heure
Acier non protégé	$7,08 \times 10^{-2}$
Acier protégé	$3,23 \times 10^{-2}$
Plastique	$1,04 \times 10^{-2}$
Cuivre	$2,7 \times 10^{-2}$

Tableau 29-6. 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.29.3.1, QC.29.3.2)

Types d'équipement	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
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
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
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
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

»;

30° par l'ajout, après QC.30, de ce qui suit :

« 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 matériau carboné.

5° la quantité annuelle de matières résiduelles utilisées, en tonnes métriques;

6° la teneur en carbone moyenne annuelle des matières résiduelles, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières résiduelles;

7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.31.5 ont été utilisées;

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

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant aux émissions visées au paragraphe 3, en tonnes métriques;

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

9° la quantité annuelle de chaque produit permettant de calculer la quantité de pigment d'oxyde de titane équivalent, en tonnes métriques;

10° la quantité annuelle de pigment d'oxyde de titane équivalent, en tonnes métriques.

Les paragraphes 5 et 7 du premier alinéa ne s'appliquent pas à l'égard des émissions de CO₂ de l'émetteur qui calcule ces émissions à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

QC.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

$$CO_2 = \left[\sum_{i=1}^{12} [AR_i \times TC_{AR_i}] - (M_{res} \times TC_{res}) \right] \times 3,664$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables au coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur, en tonnes métriques;

i = Mois;

AR_i = Consommation de coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur pendant le mois i , en tonnes métriques;

TC_{AR_i} = Teneur en carbone du coke utilisé dans le procédé au chlorure comme agent réducteur pendant le mois i , en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de coke;

M_{res} = Quantité annuelle de matières résiduelles utilisées, en tonnes métriques;

TC_{res} = Teneur en carbone moyenne annuelle des matières résiduelles, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de matières résiduelles;

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 mensuellement la teneur en carbone du coke, soit en utilisant les données indiquées par le fournisseur du matériau, soit 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;

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° 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;

6° 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 œuvre 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

$$T = \frac{Q_{ERéel}}{Q_{ERequis}}$$

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 ou la quantité de matière résiduelle, 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 TITANE ET DE FER À PARTIR DE LA RÉDUCTION DE L'ILMÉNITE

QC.32.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés de réduction de l'ilménite.

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 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 consommation annuelle de chaque type d'ilménite, en tonnes métriques;

4° 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;

5° la consommation annuelle d'électrodes de carbone, en tonnes métriques;

- 6° la production annuelle de fer, en tonnes métriques;
- 7° la production annuelle de scories de titane, en tonnes métriques;
- 8° la quantité annuelle de résidus en provenance du système antipollution, en tonnes métriques;
- 9° la teneur en carbone des matières et des produits du procédé de réduction de l'ilménite visés aux paragraphes 3 à 8 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;
- 10° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :
 - a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés fixes correspondant au total des émissions visées au paragraphe 1, en tonnes métriques;
 - b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
- 11° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.32.5 ont été utilisées.

Le 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.

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 conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.32.3.1 et QC.32.3.2.

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 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 par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux procédés 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

$$CO_2 = \left[\sum_{i=1}^n (IL_i \times TC_{IL,i}) + \sum_{k=1}^p (M_k \times TC_{M,k}) + (EC \times TC_{EC}) - (F \times TC_F) - (SC \times TC_{SC}) - (R \times TC_R) \right] \times 3,664$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 fer, en tonnes métriques;

TC_F = Teneur en carbone moyenne annuelle du fer produit, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de fer produit;

SC = Production annuelle de scories de titane, en tonnes métriques;

TC_{SC} = Teneur en carbone moyenne annuelle des scories de titane, en tonnes métriques de carbone par tonne métrique de scories de titane;

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, 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 la méthode de calcul prévue à QC.32.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui utilise le procédé de réduction de l'ilménite 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, des scories de titane produites et des résidus en provenance du système antipollution, conformément à une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5;

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

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

5° 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;

6° dans le cas du 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 selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

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 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 œuvre 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 32-2

$$T = \frac{Q_{ERéel}}{Q_{ERequis}}$$

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.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 production de scories, la production de fer 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'événements 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'événements 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'évent 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;

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 conventionnelles;

ii. le nombre de complétions de puits recourant à la fracturation hydraulique;

j) 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 pour lesquelles un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 33-1, 33-2 et 33-3 prévus à QC.33.6;

ii. le nombre total de fuites détectées lors des campagnes annuelles de détection effectuées, pour chaque source ayant un facteur d'émission déterminé conformément à QC.33.4.16;

- q) la quantité de barils de pétrole produits;
- r) la quantité de gaz naturel produit;
- 7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.33.5 ont été utilisées;
- 8° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :
 - a) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées aux paragraphes 1 et 2, en tonnes métriques en équivalent CO₂;
 - b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre autres correspondant au total des émissions visées aux paragraphes 3 à 5, en tonnes métriques en équivalent CO₂.

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.

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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

Équation 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.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 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 1,893 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.33.3.3. 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 :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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_{CO₂} = Fraction molaire de CO₂ 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_{CO₂} = Densité du CO₂, soit 1,893 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 1,893 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 CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux événements des déshydrateurs

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 diéthylène glycol 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

3° lorsque les émissions attribuables aux événements des déshydrateurs sont envoyées à la torche, calculer les émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 1,893 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;

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

$$GES_i = \sum_j \left[\left(\frac{H \times D^2 \times \pi \times P \times N}{4 \times 101,325} \right) + (V \times (t - 0,5) \times Z) \right]_j \times \left[\frac{T_R \times P_{ep}}{T_{ep} \times P_R} \right] \times FM_i \times \rho_i \times 0,001$$

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;

$\pi =$ Nombre pi, soit 3,1416;

$P =$ Pression 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 $t \geq 0,5$;

$T_R =$ Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'évent du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression à l'évent 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.6. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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'évent 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'évent d'un puits j , déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.6, en mètres cubes aux conditions de référence;

$V_{CO_2-N_2}$ = 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄;

3° 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'évent 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

a) en déterminant la quantité de gaz naturel émis en régime sonique selon la méthode suivante :

Équation 33-13

$$V_{ev-s} = \left(A \times \sqrt{187,08 \times T_{am}} \times t_s \right)_j \times 3600 \times \left[\frac{T_R \times P_{ep}}{T_{ep} \times P_R} \right]$$

Où :

V_{ev-s} = Quantité de gaz naturel émis en régime sonique à l'événement d'un puits j , en mètres cubes aux conditions de référence;

A = Aire intérieur 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 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 dans l'évent en aval du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{am} = Pression 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 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 de gaz naturel dans les 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.

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 CH₄ 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 CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

MM = Masse moléculaire du CH₄, soit 16,043 kg par kilomole;

R = Constante des gaz parfait, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;

T = Température à l'intérieur de la conduite, en kelvins;

P_a = Pression 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, en mètres par seconde;

t_f = 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 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, en mètres par seconde;

P_a = Pression à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_e = Pression de l'air ambiant au lieu de rupture, en kilopascals;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, 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 :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ 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 CH₄, soit 1,299;

ρ_{ref} = Densité du CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;

ρ_a = Densité du CH₄ dans la conduite au point de perforation, en kilogrammes par mètre cube;

P_a = Pression à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_{atm} = Pression atmosphérique au lieu de perforation, en kilopascals;

R = Constante des gaz parfait, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;

t_j = 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 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 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, 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

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 CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.11. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄;

3° 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.12. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 CO_2 , de CH_4 et de N_2O 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.13. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux torches

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° les émissions annuelles de CO_2 attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 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'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 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 1,893 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

2° les émissions annuelles de CH_4 attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 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 :

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.33.4.13, en mètres cubes;

FM_{CH_4} = Fraction molaire de CH_4 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_{CH_4} = Densité du CH_4 , soit 0,690 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

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

3° les émissions annuelles de N_2O attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-26 :

Équation 33-26

$$N_2O = V_G \times PCS \times FE_{N_2O} \times 0,001$$

Où :

N_2O = Émissions annuelles de N_2O attribuables aux torches, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.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_{N_2O} = Facteur d'émission du N_2O , soit $9,52 \times 10^{-5}$ kg par gigajoule;

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

QC.33.3.14. Calcul des émissions de CO_2 et de CH_4 attribuables aux événements des compresseurs centrifuges

Les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux événements des compresseurs centrifuges doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes :

1° pour chaque compresseur centrifuge, l'émetteur doit déterminer, conformément à QC.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 CO_2 et de CH_4 attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 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'évent 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'évent 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'évent à l'air libre du compresseur centrifuge, en kelvins;
- P_{cc} = Pression à l'évent à l'air libre du compresseur centrifuge, en kilopascals;
- P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i = CO₂ ou CH₄;

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 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄;

3° 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 ;

Équation 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_j = 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

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

i = CO₂ ou CH₄;

3° 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 1,893 kg par mètre cube pour le CO_2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH_4 , aux conditions de référence;

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

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.17. Calcul des émissions fugitives de CO_2 et de CH_4 attribuables à l'ensemble des composantes

À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale du CO_2 et du CH_4 dans le gaz est inférieure à 10% qui n'ont pas à être calculées, les émissions fugitives annuelles de CO_2 et de CH_4 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 = CO₂ ou CH₄;

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 x 10⁻⁵ pour le CH₄ et 6,35 x 10⁻⁶ pour le CO₂, 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 = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.18. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ 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 par la suite annuellement, et qu'ils fonctionnent selon les indications du fabricant ou conformément aux méthodes publiées par les organismes suivants :

- a) l'Association canadienne de normalisation;
- b) l'Association canadienne du gaz;
- c) l'Association canadienne des producteurs pétroliers;
- d) l'American National Standards Institute;
- e) l'American Society of Testing and Materials;
- f) l'American Petroleum Institute;
- g) l'American Society of Mechanical Engineers;
- h) la North American Energy Standards Board;
- i) l'Association canadienne de pipelines d'énergie;
- j) Mesures Canada;
- 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 (c. 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 dans l'évent en amont du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{av} = Pression dans l'évent 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 à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_{atm} = Pression atmosphérique 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.

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 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 (m³ par jour)	Fréquence d'échantillonnage
1,75 à 15,9	Annuel
15,9 à 79,5	Biannuel
> 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%.

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 Manuel : 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 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.

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.

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'évent 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 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.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-iA 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 œuvre 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

$$T = \frac{Q_{ERéel}}{Q_{ERequis}}$$

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 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, d'exploitation de pétrole ou 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 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Liquide léger	3,52 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - tout	2,46 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - acide	1,16 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - doux	2,81 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Gaz combustible	8,18 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Liquide léger	5,51 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - tout	7,06 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - acide	1,36 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - doux	8,18 x 10 ⁻⁰⁷
Vanne de commande- Gaz combustible	1,62 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande- Liquide léger	1,77 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande- Gaz/vapeur - tout	1,46 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande- Gaz/vapeur - acide	9,64 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne de commande- Gaz/vapeur - doux	1,62 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,70 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Liquide léger	5,39 x 10 ⁻⁰⁶
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	8,11 x 10 ⁻⁰⁶
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - acide	4,72 x 10 ⁻⁰⁸
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - doux	8,39 x 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 et de gaz naturel

(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	$1,51 \times 10^{-06}$
Vanne - Liquide lourd	$8,40 \times 10^{-09}$
Vanne - Liquide léger	$1,21 \times 10^{-06}$
Raccord - Gaz combustible et gaz/vapeur	$2,46 \times 10^{-06}$
Raccord - Liquide lourd	$7,50 \times 10^{-09}$
Raccord - Gaz/vapeur - tout	$1,90 \times 10^{-07}$
Vanne de commande - Gaz combustible et gaz/vapeur	$1,46 \times 10^{-05}$
Vanne de commande - Liquide léger	$1,75 \times 10^{-05}$
Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	$1,63 \times 10^{-05}$
Soupape de surpression - Liquide lourd	$3,20 \times 10^{-08}$
Soupape de surpression - Liquide léger	$7,50 \times 10^{-05}$
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	$6,68 \times 10^{-06}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz combustible et gaz/vapeur	$3,08 \times 10^{-04}$
Conduite ouverte à l'atmosphère - Liquide léger	$3,73 \times 10^{-06}$
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
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
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
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
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 MÉTALLIQUES

QC.34.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés utilisés pour la production de poudres métalliques.

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 à la production de poudres métalliques, 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 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.34.5 ont été utilisées;

6° les émissions totales de gaz à effet de serre pour chaque type d'émissions, soit :

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

b) les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion correspondant aux émissions visées au paragraphe 2, en tonnes métriques en équivalent CO₂;

7° la quantité annuelle totale de poudres métalliques produites, 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.

QC.34.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂ attribuables aux procédés de production primaire et secondaire de zinc

Les émissions annuelles de CO₂ attribuables à la production de poudres métalliques doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.34.3.1 et QC.34.3.2.

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 par bilans massiques

Les émissions annuelles de CO₂ peuvent être calculées selon l'équation 34-1:

Équation 34-1

$$CO_2 = \left[\sum_{i=1}^n (M_i \times TC_{M,i}) - \sum_{j=1}^m (P_j \times TC_{P,j}) \right] \times 3,664$$

Où:

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 attribuables à la production de poudres métalliques, en tonnes métriques;

n = Nombre de types de matériaux;

i = Type de matériaux;

M_i = Quantité annuelle de chaque matériau i contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{M,i}$ = Teneur en carbone moyenne annuelle de chaque matériau i , en kilogrammes de carbone par kilogramme de matériau;

m = Nombre de types de produits;

j = Type de produits;

P_j = Quantité annuelle de produit j contribuant pour 0,5% ou plus du carbone total dans le procédé, en tonnes métriques;

$TC_{p,j}$ = Teneur en carbone de chaque produit j , en kilogrammes de carbone par kilogramme de produit;

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 la méthode de calcul prévue à QC.34.3.2 est utilisée, l'émetteur qui exploite une installation ou un établissement qui produit des poudres métalliques 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 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 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;

d) 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;

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 œuvre 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 34-2

$$T = \frac{Q_{ERéel}}{Q_{ERequis}}$$

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 matériaux, la consommation d'électrodes de carbone ou la production de 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. ».

20. L'annexe B de ce règlement est abrogée.

21. Pour la déclaration d'émissions de l'année 2012, 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 (R.R.Q., c. Q-2, r. 15) tel qu'il se lisait avant le (*indiquer ici la date de l'entrée en vigueur du présent règlement*), 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.

22. Le présent règlement entre en vigueur le 1er janvier 2013.