

QC.1. COMBUSTION AU MOYEN D'ÉQUIPEMENTS FIXES

QC.1.1. Sources visées

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

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

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

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

1° les émissions annuelles de gaz à effet de serre attribuables à la combustion de combustibles fossiles et de biocombustibles, en tonnes métriques, en indiquant:

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

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

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

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

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

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

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

a) en gigajoules par tonne métrique sèche lorsque la quantité est exprimée en masse;

b) en gigajoules par millier de mètres cubes lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;

c) en gigajoules par kilolitre lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

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

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

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

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

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

QC.1.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂

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

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

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

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

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

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

a) du gaz naturel dont le pouvoir calorifique supérieur est égal ou supérieur à 36,3 GJ par millier de mètres cubes mais inférieur ou égal à 40,98 GJ par millier de mètres cubes, à l'exception de l'émetteur utilisant un équipement fixe ayant une capacité calorifique nominale supérieure à 264 GJ/h et ayant fonctionné plus de 1 000 heures au cours d'au moins une des 3 années précédentes;

b) un combustible visé au tableau 1-2;

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

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

Cependant, cette méthode ne peut pas être utilisée par l'émetteur qui détermine le pouvoir calorifique supérieur de ses combustibles à partir de mesures qu'il effectue conformément à QC.1.5.4 ou à partir de données indiquées par le fournisseur du combustible obtenues à la fréquence prévue à QC.1.5.1.

Équation 1-1

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

Où:

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 telle que collectée 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

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

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;

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

- en kilogrammes de CO₂ par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

- en kilogrammes de CO₂ par mètre cube aux conditions de référence dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;

- en kilogrammes de CO₂ par litre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

- en kilogrammes de CO₂ par kilogramme tel que collecté dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité.

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

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

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

a) tout type de combustible, autre que des matières résiduelles collectées par une municipalité, pour lequel un facteur d'émission est indiqué aux tableaux 1-2, 1-3, 1-4, 1-5 ou 1-6 prévus à QC.1.7, selon l'équation 1-2;

b) des matières résiduelles collectées par une municipalité ainsi que tout biocombustible solide visé au tableau 1-3 prévu à QC.1.7 lorsque la combustion de ces combustibles produit de la vapeur, selon l'équation 1-3;

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



Où:

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

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

i = Période de mesure;

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

- en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide;

PCS_i = Pouvoir calorifique supérieur du combustible pendant la période de mesure *i*, soit:

- en gigajoules par tonne métrique sèche dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en gigajoules par millier de mètres cubes dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en gigajoules par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

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

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

Équation 1-3

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

Où:

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

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

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

FE = Facteur d'émission de 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.

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

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

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

Équation 1-4



Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de combustible solide, en tonnes métriques;

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

i = Période de mesure;

Combustible_i = Masse sèche du combustible solide brûlé dans la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

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

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

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

Équation 1-5

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

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ 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 par le fournisseur du combustible, établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-6 prévus à QC.1.7, en kilogrammes de CO₂ par gigajoule;

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

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

Équation 1-6



Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de combustible dont la quantité est exprimée en volume de liquide, en tonnes métriques;

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

i = Période de mesure;

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

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

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

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

Équation 1-7



Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à la combustion de chaque type de combustible dont la quantité est exprimée en volume de gaz, en tonnes métriques;

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

i = Période de mesure;

Combustible_i = Volume du combustible gazeux brûlé pendant la période de mesure *i*, en milliers de mètres cubes aux conditions de référence;

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

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

$$\left| \begin{array}{c} MM \\ \text{---} \\ CVM \\ \text{---} \end{array} \right| \text{ par } 1;$$

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 métriques et des milliers de mètres cubes en mètres cubes;

5° dans le cas d'un mélange de combustibles, l'émetteur peut utiliser les équations 1-4 à 1-6, en utilisant la teneur en carbone moyenne du mélange de combustibles mesurée par l'émetteur conformément à QC.1.5, mais il doit déclarer les émissions annuelles de CO₂ par type de combustible conformément à QC.1.2.

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

Les émissions annuelles de CO₂ 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 CO₂, conformément au protocole SPE 1/PG/7 intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada ou encore conformément, dans le cas d'un émetteur non visé par l'article 6.6, aux spécifications du fabricant.

Un dispositif de mesure de la concentration d'oxygène peut toutefois être utilisé au lieu d'un dispositif de mesure de la concentration de CO₂ si les conditions suivantes sont satisfaites:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) effectuer au moins tous les 3 mois une analyse d'échantillon représentatif du combustible ou des gaz de combustion conformément à la plus récente version de la norme ASTM D6866 ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme

visé à QC.1.5, cette analyse devant être effectuée au niveau du flux gazeux lorsque des combustibles dérivés de matières résiduelles sont brûlés;

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

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

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

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

Équation 1-8

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

Où:

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

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

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

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

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

Eff = Rendement énergétique du biocombustible, exprimé en pourcentage.

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

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

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

Équation 1-9

$$CO_2 = Q_s \times R \times \left(\frac{44}{MM_s} \right)$$

Où:

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides de chaudières à lit fluidisé, en tonnes métriques;

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

R = Ratio de moles de CO₂ émises à la capture d'une mole de gaz acide;

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

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

QC.1.4. Méthodes de calcul des émissions de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles dans des équipements fixes doivent être calculées, pour chaque type de combustible, selon les méthodes de calcul prévues à QC.1.4.1 à QC.1.4.5.

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

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 telle que collectée dans le cas des matières résiduelles collectées par une municipalité;

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

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

Équation 1-10.1

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

Où:

CH₄ ou N₂O = Émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion de chaque type de combustible, en tonnes métriques;

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

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

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

- en grammes de CH₄ ou de N₂O par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;

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

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

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

Équation 1-11

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

Où:

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

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

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

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

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

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

Équation 1-12



Où:

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

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

i = Période de mesure;

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

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

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

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

FE = Facteur d'émission de CH_4 ou de N_2O du combustible établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3, facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3 ou 1-7 prévus à QC.1.7 ou facteur d'émission provenant du document intitulé «AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors et publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), en grammes de CH_4 ou de N_2O par gigajoule;

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

Équation 1-13



Où:

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

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

i = Période de mesure;

Combustible_i = Masse du charbon brûlé pendant la période de mesure *i*, en tonnes métriques;

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

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

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

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

Équation 1-14

$$\text{CH}_4 \text{ ou } \text{N}_2\text{O} = \text{Vapeur} \times C \times FE \times 0,000001$$

Où:

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

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

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

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O de la biomasse, du biocombustible ou des matières résiduelles collectées par une municipalité établi par l'émetteur conformément à QC.1.5.3 ou facteur d'émission du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-6 ou 1-7 prévus à QC.1.7, en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

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

QC.1.4.4. Méthode de calcul utilisant un facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O par défaut et l'apport énergétique du combustible déterminé par l'émetteur

Les émissions annuelles de CH₄ ou de N₂O attribuables à la combustion d'un combustible doivent être calculées selon l'équation 1-15 lorsque les émissions de CO₂ de ce combustible sont calculées à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4 et que l'apport énergétique de ce combustible est déterminé par l'émetteur à l'aide des données obtenues par un tel système:

Équation 1-15

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

Où:

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

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

FE = Facteur d'émission de CH₄ ou de N₂O du combustible indiqué aux tableaux 1-3, 1-7 ou 1-8 prévus à QC.1.7, en grammes de CH₄ ou de N₂O par gigajoule;

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

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

Les émissions annuelles de 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.

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

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

- 1° American Society for Testing and Materials (ASTM);
- 2° Centre d'Expertise en Analyse Environnementale du Québec (CEAEQ);
- 3° Environnement Canada;
- 4° U.S. Environmental Protection Agency (USEPA);
- 5° Organisation Internationale de Normalisation (ISO);
- 6° Technical Association of the Pulp and Paper Industry: Industry Standards & Regulations (TAPPI);
- 7° Association canadienne de normalisation;
- 8° Mesures Canada;
- 9° American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO);
- 10° Association française de normalisation (AFNOR);
- 11° Association of Fertilizer and Phosphate Chemists (AFPC);
- 12° American Petroleum Institute (API);
- 13° ASM International (ASM);
- 14° British Standard Institution (BS);
- 15° Gas Processors Association (GPA).

QC.1.5.1. Fréquence d'échantillonnage du combustible

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

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

2° semestriellement dans le cas du gaz naturel;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

QC.1.5.2. Consommation de combustibles

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

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

a) en la mesurant directement;

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

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

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

d) dans le cas de l'émetteur qui utilise l'équation 1-3 ou 1-5 pour calculer les émissions de CO₂, en utilisant l'équation 1-8;

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

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

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

QC.1.5.3. Facteurs d'émission du combustible

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

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

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

QC.1.5.4. Pouvoir calorifique supérieur du combustible

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

Équation 1-16



Où:

PCS_a = Pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, soit:

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

n = Nombre de mesures du pouvoir calorifique supérieur;

i = Période de mesure;

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

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

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

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

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

1° dans le cas des gaz, selon le cas:

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

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

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

Équation 1-17

$$PCS = PCI \times FC$$

Où:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4° dans le cas de combustibles dérivés de matières résiduelles, conformément à la plus récente version de la norme ASTM D5865 ou ASTM D5468, intitulée «Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials», ou selon toute autre méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5 et, lorsque les combustibles dérivés de matières résiduelles ne sont pas à 100% biocombustibles, en calculant la quantité de CO₂ dégagée par le biocombustible conformément au paragraphe 2 du cinquième alinéa de QC.1.3.4.

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



Où:

TC_a = Teneur en carbone moyenne annuelle, soit:

- en kilogrammes de carbone par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

n = Nombre de mesures de la teneur en carbone;

i = Période de mesure;

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

- en kilogrammes de carbone par kilogramme sec dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en masse;
- en kilogrammes de carbone par kilogramme dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en tonnes métriques de carbone par kilolitre dans le cas des combustibles dont la quantité est exprimée en volume de liquide;

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

- en tonnes métriques sèches lorsque la quantité est exprimée en masse;
- en milliers de mètres cubes aux conditions de référence lorsque la quantité est exprimée en volume de gaz;
- en kilolitres lorsque la quantité est exprimée en volume de liquide.

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

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

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

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

b) en appliquant la méthode d'analyse élémentaire;

c) conformément à la plus récente version de la norme ASTM D3238, intitulée «Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by n-d-M Method», et à la plus récente version de l'une ou l'autre des normes ASTM D2502, intitulée «Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements», et ASTM D2503, intitulée «Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by 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;

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

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

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

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

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

QC.1.5.7. (*Abrogé*).

QC.1.6. Méthodes d'estimation des données manquantes

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

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

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

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

Équation 1-19

$$T = Q_{ER\acute{e}el} / Q_{ERequis}$$

Où:

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

$Q_{ER\acute{e}el}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

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

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

- lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée n'est disponible précédant cette période, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

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

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

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

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

Équation 1-20

$$T = H_{Réelle}/H_{Requise}$$

Où:

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

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

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

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

i. lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

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

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

QC.1.7. Tableaux

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

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

<hr/>	
Combustibles liquides	
Pouvoir calorifique	
supérieur (GJ/kl)	
<hr/>	

Asphalte et bitume routier	44,46	
Essence aviation	33,52	
Diesel	38,30	
Carburéacteur	37,40	
Kérosène	37,68	
Propane	25,31	
Éthane	17,22	
Butane	28,44	

Lubrifiants	39,16
Essence	34,87
Mazout léger n° 1	38,78
Mazout léger n° 2	38,50
Mazout lourd (n ^{os} 5 et 6)	42,50
Pétrole brut	39,16
Naphta	35,17
Matières premières pétrochimiques	35,17

Coke de pétrole		
46,35		
Éthanol (100%)		
23,41		
Biodiesel (100%)		
35,67		
Gras animal fondu		
34,84		
Huile végétale		
33,44		
Combustibles solides		
Pouvoir calorifique		
supérieur (GJ/t)		
Charbon anthraciteux		
27,70		

Charbon bitumineux	26,33
Charbon bitumineux étranger	29,82
Charbon subbitumineux	19,15
Lignite	15,00
Coke de charbon	28,83
Déchets ligneux (résidus de bois) base sèche	19,20
Liqueur usée de cuisson base sèche	14,20
Matières résiduelles collectées par une municipalité	11,57

Tourbe		
9,30		
Pneus		
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	
36,08	
<hr/>	
Gaz d'enfouissement (portion méthane)	
39,82	
<hr/>	
Biogaz (portion méthane)	
31,50	
<hr/>	

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

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

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

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

Combustibles	Facteur d'émission de
Pouvoir calorifique supérieur (GJ/kl)	CO ₂ (kg CO ₂ /GJ)
Mazout léger n° 1	69,37
38,78	

38,50	Mazout léger n° 2	70,05
40,73	Mazout lourd n° 4	71,07
37,68	Kérosène	67,25
25,66	Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	59,65
25,31	Propane pur	59,66
25,39	Propylène	62,46

17,22	Éthane	56,68
<hr/>		
27,90	Éthylène	63,86
<hr/>		
27,06	Isobutane	61,48
<hr/>		
28,73	Isobutylène	64,16
<hr/>		
28,44	Butane	60,83
<hr/>		
28,73	Butène	64,15
<hr/>		
30,69	Essence naturelle	63,29
<hr/>		

34,87	Essence	65,40
33,52	Essence aviation	69,87
37,66	Kérosène type aviation	68,40

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 N ₂ O	N ₂ O	biocombustibles liquides (g/GJ)	(g/l)	(g/GJ)	CO ₂ (kg/l)	CO ₂ (kg/GJ)	CH ₄ (g/l)	CH ₄
Essence aviation	65,630	0,230	6,862		2,342	69,87	2,200	

Diesel				2,663	69,53	0,133
3,473	0,400	10,44				
<hr/>						
Carburéacteur				2,534	67,75	0,080
2,139	0,230	6,150				
<hr/>						
Kérosène						
<hr/>						
- Services d'électricité				2,534	67,25	0,006
0,159	0,031	0,823				
<hr/>						
- Usages industriels				2,534	67,25	0,006
0,159	0,031	0,823				
<hr/>						
- Autoconsommation				2,534	67,25	0,006
0,159	0,031	0,823				
<hr/>						
- Foresterie, construction et				2,534	67,25	0,026
0,690	0,031	0,823				
secteurs commerciaux et						
institutionnels						
<hr/>						

Propane				
<hr/>				
- Secteur résidentiel		1,510	59,66	0,027
1,067 0,108 4,267				
<hr/>				
- Autres secteurs		1,510	59,66	0,024
0,948 0,108 4,267				
<hr/>				
Éthane		0,976	56,68	S. O. S.
O. S. O. S. O.				
<hr/>				
Butane		1,730	60,83	0,024
0,844 0,108 3,797				
<hr/>				
Lubrifiants		1,410	36,01	S. O. S.
O. S. O. S. O.				
<hr/>				
Essence		2,289	65,40	2,700
77,140 0,050 1,429				
<hr/>				
Mazout léger				
<hr/>				

- 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					
2,824	0,064	1,506		3,158	74,31
					0,12
<hr/>					
- Foresterie, construction et					
1,341	0,064	1,820		3,124	73,51
secteurs commerciaux et					0,057
institutionnels					
<hr/>					
Naphta					
0.	S. O.	S. O.		0,625	17,77
					S. O.
<hr/>					
Matières premières pétrochimiques					
0.	S. O.	S. O.		0,556	14,22
					S. O.
<hr/>					
Coke de pétrole					
2,589	0,0265	0,572		3,826	82,55
					0,12
<hr/>					
Éthanol (100%)					
S.O.	S.O.	S.O.		1,519	64,9
					S.O.
<hr/>					
Biodiesel (100%)					
S.O.	S.O.	S.O.		2,497	70
					S.O.
<hr/>					

Coke de charbon									
1,041	0,02	0,694				2,480	86,02	0,03	
<hr/>									
Pneus									
0	S. O.	S. O.				2,650	80,8	S. O.	S.
<hr/>									
Combustibles et									
N₂O	N₂O					CO₂	CO₂	CH₄	CH₄
(kg/m³)	(kg/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)	(g/m³)	(g/GJ)				
<hr/>									
Gaz de cokerie									
1,933	0,0350	1,829				0,879	45,92	0,037	
<hr/>									
Gaz de distillation									
0.	0,0222	0,615				1,75	48,50	S. O.	S.
<hr/>									
Gaz d'enfouissement (portion méthane)									
1,0	0,004	0,1				2,175	54,63	0,040	
<hr/>									
Biogaz (portion méthane)									
S.O.	S.O.	S.O.				1,556	49,4	S.O.	
<hr/>									

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

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

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

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

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

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

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

Types de charbon Facteur d'émission CO ₂ /GJ)	Facteur d'émission (kg CO ₂ /kg)	(kg
- bitumineux canadiens	2,25	85,5

- bitumineux américains	2,34	88,9
- anthracite	2,39	86,3

Tableau 1-6. Autres facteurs d'émission

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

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

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

(QC.1.4.1, 1, QC.1.4.4)

Type d'utilisation N ₂ O (g/GJ)	CH ₄ (g/m ³)	CH ₄ (g/GJ)	N ₂ O (g/m ³)
Centrale électrique 1,279	0,490	12,790	0,049
Usages industriels 0,861	0,037	0,966	0,033
Autoconsommation (non commercialisable) 1,566	6,500	169,600	0,060
Gazoduc 1,305	1,900	49,580	0,050

Ciment 0,887	0,037	0,966	0,034
Secteur manufacturier 0,861	0,037	0,966	0,033
Secteurs résidentiel, commercial, institutionnel, agricole et de la construction 0,913	0,037	0,966	0,035

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

(QC.1.4.1, 1)

Type d'utilisation Facteur d'émission N ₂ O/kg charbon)	Facteur d'émission (g CH ₄ /kg charbon)	(g
Centrale électrique	0,022	0,032

Secteur industriel, centrales thermiques à vapeur	0,030	0,020
Secteurs résidentiel et institutionnel	4,000	0,020

Tableau 1-9. Méthodes de test de débit

(QC.1.5.2, 3)

Organisme de normalisation	Méthodes	
	Numéro	Titre
American Society of Fluid Flow in Pipes Mechanical Engineers	ASME MFC-3M-2004	Measurement of Using Orifice, Nozzle, and Venturi

(ASME)		
Gas Flow by Turbine	ASME MFC-4M-1986 (Reconduite en 2008)	Measurement of Meters
Liquid Flow in Transit-Time	ASME MFC-5M-1985 (Reconduite en 2006)	Measurement of Closed Conduits Using Ultrasonic Flowmeters
Fluid Flow in Pipes Flowmeters	ASME MFC-6M-1998 (Reconduite en 2005)	Measurement of Using Vortex
Gas Flow by Means Venturi Nozzles	ASME MFC-7M-1987 (Reconduite en 2006)	Measurement of of Critical Flow
Liquid Flow in	ASME MFC-9M-1988 (Reconduite en 2006)	Measurement of Closed

Weighing Method		Conduits by
Organisation	ISO 8316: 1987	Measurement of
Liquid Flow in		Closed
internationale de		Conduits -
normalisation (ISO)		the Liquid in a
Method by Collection of		
Volumetric Tank		
American Gas	AGA Report No. 3	Orifice Metering
of Natural Gas		Part 1:
Association (AGA)		General
Equations & Uncertainty		Guidelines
(1990)		
of Natural Gas	AGA Report No. 3	Orifice Metering
and Installation		Part 2:
(2000)		Specification
		Requirements
Natural Gas by	AGA Report No. 7	Measurement of
		Turbine

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

Tableau 1-10. Masses volumiques

(QC.1.5.2)

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

Mazout lourd n°6

0,97