



Guide de quantification pour le ***Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement***

Février 2024

N° de cat. : En4-425/2024F-PDF
ISBN : 978-0-660-69857-1
EC23040

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu de cette publication, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'administrateur du droit d'auteur d'Environnement et Changement climatique Canada. Si vous souhaitez obtenir du gouvernement du Canada les droits de reproduction du contenu à des fins commerciales, veuillez demander l'affranchissement du droit d'auteur de la Couronne en communiquant avec :

Environnement et Changement climatique Canada
Centre de renseignements à la population
Édifice Place Vincent Massey
351 boul. Saint-Joseph
Gatineau (Québec) K1A 0H3
Ligne sans frais : 1-800-668-6767
Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

Photo page couverture : © Getty image

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représenté par le ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2024

Also available in English

TABLE DES MATIERES

Glossaire	iv
1. AVERTISSEMENT	1
2. CONTEXTE	1
3. OBJECTIF	1
4. PRINCIPALES DÉFINITIONS DU RÈGLEMENT	1
5. QUANTIFICATION DES GES	4
5.1 Quantification des GES pour les installations industrielles	4
5.2 Quantification des GES pour les installations de production d'électricité	11
5.3 Règles particulières	16
5.4 Captage et stockage du carbone	19
6 QUANTIFICATION DE LA PRODUCTION ET DE L'ÉNERGIE THERMIQUE	20
6.1 Quantification de la production pour les installations industrielles	20
6.2 Quantification de la production des installations de production d'électricité	22
6.3 Quantification de l'énergie thermique	25
7 DÉTERMINER LA LIMITE D'ÉMISSIONS DE L'INSTALLATION	27
7.1 Limite d'émissions pour les installations industrielles	27
7.2 Limite d'émissions pour les installations de production d'électricité	34
7.3 Installations assujetties récentes	41
7.4 Norme de rendement calculée	41
8 RÉFÉRENCES DE QUANTIFICATION PAR SECTEUR	47
9 EXIGENCES PROPRES AUX DIVERS SECTEURS	49
9.1 Production pétrolière et gazière	49
9.2 Traitement de minéraux	49
9.3 Produits chimiques	50
9.4 Fer, acier et tubes métalliques	51
9.5 Exploitation minière et traitement du minerai	51
9.6 Engrais à base d'azote	53
9.7 Transformation industrielle de la pomme de terre	56
9.8 Pâte et autres produits	58
9.9 Production d'électricité (article 38 de l'annexe 1)	61
9.10 Quantification additionnelle pour tous les secteurs	66
Annexe A – Foire aux questions	68
A.1 : Quantification des GES et règles particulières	68
A.2 : Méthode alternative	72
A.3 : Énergie thermique	72
A.4 : Production	73
A.5 : Captage et stockage du carbone	74
A.6 : Évaluation des émissions en fonction de la limite d'émissions	75

RÉSUMÉ DES RÉVISIONS

Version/ Date	Révisions
Janvier 2024	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mise à jour du contenu selon la modification du 22 novembre 2023 dans les sections suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • Glossaire • 4 – Principales Définitions du Règlement • 5.1 – Quantification des GES pour les installations industrielles • 5.2 – Quantification des GES pour les installations de production d'électricité • 7.1 – Limite d'émissions pour les installations industrielles • 7.1 – Limite d'émissions pour les installations industrielles • 7.2 – Limite d'émissions pour les installations de production d'électricité • 7.4 – Norme de rendement calculée • 9.6 – Engrais à base d'azote • 9.7 – Transformation industrielle de la pomme de terre 2. Suppression du contenu non applicable aux présentes installations assujetties dans les sections suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • 5.5 – Méthode alternative • 7.4.3 – Installations où sont exercées des activités qui ne figurent pas à l'annexe 1 • 8 – Références de quantification par secteur • 9 – Exigences spécifiques aux divers secteurs 3. Mise à jour à la foire aux questions (FAQ)
Février 2023	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mise à jour du contenu dans les sections suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • 5.1 - Quantification des GES pour les installations industrielles • 5.4 - Captage et stockage du carbone 2. Ajout à la foire aux questions (FAQ)
Février 2022	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mise à jour du contenu selon la modification du 1er septembre 2021 dans les sections suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • Glossaire • 5.1 – Quantification des GES pour les installations industrielles • 5.2 – Quantification des GES pour les installations de production d'électricité • 5.4 – Captage et stockage du carbone

	<ul style="list-style-type: none"> • 6.1 – Quantification de la production pour les installations industrielles • 6.2 – Quantification de la production pour les installations de production d’électricité • 7.4.3 – Cas 3 : Installations où sont exercées des activités qui ne figurent pas à l’annexe 1 • 9.7 – Transformation industrielle de la pomme de terre <p>2. Ajouts à la foire aux questions (FAQ)</p>
Février 2021	<p>1. Suppression du contenu applicable uniquement à la période de conformité de 2019 dans les sections suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 5.5 – Méthode alternative • 6.1 et 6.1.1 – Quantification de la production pour une installation industrielle • 8 – Références de quantification par secteur • 9.1.1.1 – Valorisation de bitume et de pétrole lourd • 9.1.2.2 – Raffinage de pétrole • 9.1.2.5 – Alcool isopropylique • 9.2.1.4 – Clinker • 9.2.3.2 – Récipients en verre • 9.3.4.3 – Produits chimiques de grande valeur • 9.7 – Transformation industrielle de graines oléagineuse • 9.8 & 9.8.1.4 – Pâte et autres produits • FAQ – Instrument de mesure <p>2. Ajout à la foire aux questions (FAQ)</p>
2020	Publication initiale

Glossaire

activité industrielle additionnelle : Activité industrielle non prévue à l'annexe 1 qui a été reconnue par le ministre, notamment aux fins de désignation d'une installation à titre d'installation assujettie au titre du paragraphe 172(1) de la Loi, et qui est exercée dans un secteur que le ministre a reconnu comme risquant fortement de voir sa compétitivité affectée par la tarification du carbone et comme étant à risque élevé de fuites de carbone en raison de la tarification du carbone.

activité industrielle visée : À l'égard d'une installation assujettie, toute activité industrielle visée au paragraphe 5(2) du Règlement.

biomasse : Vise les plantes ou matières végétales, les déchets d'origine animale ou leurs produits dérivés, notamment le bois et les produits de bois, le charbon de bois, les résidus d'origine agricole, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur de cuisson, les gaz de digestion des boues ainsi que les combustibles d'origine animale ou végétale.

capacité totale : À l'égard d'un groupe ou de tout équipement qui produit de l'électricité :

- (a) Soit la puissance maximale continue (la puissance nette maximale qui peut être maintenue en continu par le groupe ou l'équipement, sans l'utilisation de brûleurs de conduits, à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa) la plus récente déclarée à l'autorité provinciale responsable ou à l'exploitant de réseau électrique dans la province où se trouve le groupe ou l'équipement, exprimée en MW d'électricité;
- (b) soit, en l'absence d'une telle déclaration, la quantité maximale d'électricité, qui est produite de façon continue par le groupe ou l'équipement pendant deux heures au cours d'une année civile, exprimée en MW d'électricité.

combustible gazeux : Combustible fossile qui est à l'état gazeux à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa.

combustible liquide : Combustible fossile qui est à l'état liquide à une température de 15 °C et à une pression absolue de 101,325 kPa.

combustible solide : Combustible fossile qui est à l'état solide à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa.

énergie thermique : Énergie thermique utile sous forme de vapeur ou d'eau chaude, qui est destinée à être utilisée à des fins industrielles.

gaz naturel : Mélange d'hydrocarbures – tels que le méthane, l'éthane ou le propane – qui est composé d'au moins 70 % de méthane par volume ou a un pouvoir calorifique supérieur d'au moins 35 MJ/m³ normalisés et d'au plus 41 MJ/m³ normalisés, et qui est à l'état gazeux à une

température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa. Sont exclus de la présente définition les gaz d'enfouissement, les gaz de digesteur, les gaz de raffinerie, les gaz de haut fourneau, les gaz de cokerie ou les gaz dérivés de procédés industriels à partir de coke de pétrole ou de charbon, y compris les gaz de synthèse.

GES : Les gaz à effet de serre prévus à la colonne 1 de l'annexe 3 de la Loi.

groupe : Ensemble qui est constitué de chaudières ou de moteurs à combustion ainsi que de tout autre équipement raccordé à ceux-ci — notamment les brûleurs de conduit ou autres dispositifs de combustion, systèmes de récupération de la chaleur, turbines à vapeur, générateurs et dispositifs de contrôle des émissions — et qui produit de l'électricité et, le cas échéant, de l'énergie thermique à partir de la combustion de combustibles fossiles.

HFC : Les hydrofluorocarbures qui figurent aux articles 6 à 24 de l'annexe 3 de la Loi.

installation de production d'électricité : Installation assujettie dont l'activité industrielle principale est la production d'électricité, qui est utilisée pour produire de l'électricité à partir de combustibles fossiles et qui est constituée d'un groupe ou d'un ensemble de groupes.

installation industrielle : Installation assujettie autre qu'une installation de production d'électricité.

Lignes directrices du GIEC : Les *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, publiées en 2006 par l'Institut des stratégies environnementales mondiales.

Loi : La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*.

méthode de la WCI : Le document intitulé *Final Essential Requirements of Mandatory Reporting*, publié le 17 décembre 2010 par la Western Climate Initiative.

norme de rendement : Norme de rendement qui est soit une valeur numérique figurant dans la colonne 3 de l'annexe 1, calculée conformément à l'article 37 du Règlement.

méthode d'ECCC 2017 : Le document intitulé *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre du Canada : Programme de déclaration des gaz à effet de serre*, publié en 2017 par Environnement et Changement climatique Canada.

méthode d'ECCC 2020 : Le document intitulé *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre du Canada : Programme de déclaration des gaz à effet de serre*, dans sa version de décembre 2020, publié par Environnement et Changement climatique Canada.

PFC : Les hydrocarbures perfluorés qui figurent aux articles 25 à 33 de l'annexe 3 de la Loi.

Politique de participation volontaire : *Politique concernant la participation volontaire au Système de tarification fondé sur le rendement*, publiée par Environnement et Changement climatique Canada.

PRP ou **potentiel de réchauffement planétaire** : Le potentiel de réchauffement planétaire indiqué à la colonne 2 de l'annexe 3 de la Loi pour le gaz à effet de serre qui figure à la colonne 1 de cette annexe.

rapport énergie thermique-électricité : À l'égard d'un groupe ou de tout équipement qui produit de l'électricité, le rapport entre la quantité totale d'énergie thermique et la quantité totale d'électricité brute produites par le groupe ou l'équipement pour une année civile, sauf celles produites au moyen de brûleurs de conduits, et exprimées dans les mêmes unités.

Règlement : Le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*.

Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon : Le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*.

SMECE : Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.

type d'émissions visé : Tout type d'émissions énuméré au paragraphe 5(1) du Règlement.

1. AVERTISSEMENT

En cas de divergence entre ce guide, la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la Loi) ou le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* (Règlement), la Loi ainsi que le Règlement sont déterminants.

2. CONTEXTE

Le Règlement, de concert avec la Loi, établit le Système de tarification fondé sur le rendement (STFR). L'objectif du STFR est de maintenir une tarification sur la pollution par le carbone qui incite les installations industrielles à forte intensité d'émissions et exposées aux échanges commerciaux à réduire leurs émissions, tout en maintenant la compétitivité de l'industrie canadienne par rapport à ses pairs internationaux et en prévenant les fuites de carbone.

Les personnes visées par la Loi et le Règlement sont tenues de verser compensation pour les émissions de GES de l'installation si elles dépassent la limite d'émissions annuelle applicable à l'installation. Des crédits excédentaires échangeables qui peuvent être utilisés aux fins de conformité sont émis aux personnes responsables d'installations qui émettent des GES en quantité inférieure à leur limite. Cela crée un incitatif financier continu pour les installations de réduire l'intensité de leurs émissions afin de réduire le montant dû pour la compensation ou d'émettre en deçà de leur limite et d'obtenir des crédits excédentaires.

3. OBJECTIF

Le présent document vise à fournir des directives sur les exigences de quantification des GES et de la production, y compris les limites d'émissions et les normes de rendement calculées, pour les installations assujetties au Règlement. Toutes les références faites dans le présent document se rapportent au Règlement, sauf indication contraire.

4. PRINCIPALES DÉFINITIONS DU RÈGLEMENT

Conformément à l'article 1, pour l'application de la Loi et du Règlement, **installation** s'entend :

(1)(a) de l'ensemble constitué des éléments ci-après qui sont exploités de façon coordonnée et complémentaire afin de réaliser des activités industrielles :

- i. le site unique ou deux ou plusieurs sites où sont exercées les activités industrielles ainsi que les bâtiments, équipements, structures ou éléments stationnaires qui s'y trouvent ;
- ii. tout autre site utilisé dans le cadre des activités industrielles, notamment une carrière, un bassin de résidus, une lagune, un bassin d'eaux usées ou un site d'enfouissement;

b) de la partie du réseau de gazoducs située dans une province et utilisée pour transporter du gaz naturel traité, constituée de gazoducs et d'infrastructures ou équipements connexes – notamment stations de compression, infrastructures de stockage et compresseurs – qui sont exploités de façon coordonnée et complémentaire, à l'exclusion, toutefois, des gazoducs et infrastructures ou équipements situés en aval d'une station de comptage qui servent au transport du gaz naturel pour la distribution locale.

Plus d'une personne responsable – alinéa (1)a)

(2) Si plus d'une personne est responsable à titre de propriétaire ou autrement des éléments visés aux sous-alinéas (1)a)(i) et (ii), notamment en a la direction, la gestion ou la maîtrise, ou est le véritable décideur en ce qui a trait à leur exploitation, ceux-ci ne sont compris dans la définition d'installation que s'ils ont en commun une même personne qui en est ainsi responsable ou qui est le véritable décideur en ce qui a trait à leur exploitation.

Plus d'une personne responsable – alinéa (1)b)

(3) Si plus d'une personne est responsable à titre de propriétaire ou autrement des gazoducs et des infrastructures ou équipements connexes visés à l'alinéa (1)b), notamment en a la direction, la gestion ou la maîtrise, ou est le véritable décideur en ce qui a trait à leur exploitation, ceux-ci ne sont compris dans la définition d'installation que s'ils ont en commun une même personne qui en est ainsi responsable ou qui est le véritable décideur en ce qui a trait à leur exploitation.

Une seule installation

(4) Si deux ou plusieurs installations visées à l'alinéa b) de la définition de *installation* au paragraphe (1) situées dans une même province relèvent de la même personne responsable ou, si elles relèvent de plus d'une personne responsable, ont au moins une personne responsable en commun et sont exploitées de façon coordonnée et complémentaire, elles sont réputées constituer une seule installation.

Interprétation

(5) À l'égard d'une installation

- (a) toute partie d'une route publique ou d'une voie ferrée qui est bordée des deux côtés par l'installation et qui est utilisée afin de réaliser les activités industrielles de cette dernière est réputée faire partie de l'installation ;
- (b) il est entendu que toute partie d'une voie ferrée qui est utilisée exclusivement afin de réaliser les activités industrielles de l'installation fait partie de celle-ci ;
- (c) il est entendu que l'établissement où sont concentrées les activités juridiques, administratives et de gestion n'est pas visé par la définition de *installation* s'il n'est pas situé à l'endroit où les activités industrielles sont exercées ;
- (d) si deux ou plusieurs installations visées à l'alinéa b) de la définition de *installation* au paragraphe (1), étant situées dans une même province, relèvent de la même personne responsable ou, si elles relèvent de plus d'une personne responsable, ont au moins une personne responsable en commun et ne sont pas exploitées de façon coordonnée et complémentaire, chacune d'entre elles constitue une installation distincte.

Conformément au paragraphe 2(1), une **installation de production d'électricité** désigne une installation assujettie, autre que celle dont l'activité industrielle principale est la production d'électricité, qui est utilisée pour produire de l'électricité à partir de combustibles fossiles et qui est constituée d'un groupe ou d'un ensemble de groupes.

Conformément au paragraphe 5(1), les **types d'émissions visés** pour lesquels les GES doivent être quantifiés, pour une installation assujettie sont :

- **Émissions de combustion stationnaire de combustible** Émissions provenant de la combustion, au moyen de dispositifs stationnaires, de combustibles solides, de combustibles liquides, de combustibles gazeux ou de pneus ou bardeaux bitumés, entiers ou partiels, pour produire de la chaleur utile.
- **Émissions liées aux procédés industriels** Émissions provenant d'un procédé industriel comportant des réactions chimiques ou physiques autres que la combustion et dont le but n'est pas la production de chaleur utile.
- **Émissions associées à l'utilisation de produits industriels** Émissions provenant de l'utilisation d'un produit dans un procédé industriel qui n'occasionne aucune réaction chimique ou physique du produit lui-même, notamment les émissions provenant de l'utilisation d'hexafluorure de soufre (SF₆), de HFC ou de PFC comme gaz de couverture et de l'utilisation de HFC ou de PFC pour le gonflement de la mousse.
- **Émissions d'évacuation** Émissions contrôlées dues à la conception de l'installation, aux méthodes utilisées pour la fabrication ou le traitement d'une substance ou d'un produit ou à l'utilisation d'une pression supérieure à la capacité de l'équipement de l'installation.
- **Émissions de torchage** Émissions contrôlées de gaz au cours d'activités industrielles, provenant de la combustion d'un flux gazeux ou liquide produit à l'installation à des fins autres que la production de chaleur utile. Sont exclues de la présente définition les émissions provenant du torchage des gaz d'enfouissement.
- **Émissions dues aux fuites** Émissions incontrôlées. Sont exclues de la présente définition les émissions associées à l'utilisation de produits industriels et les émissions liées aux procédés industriels.
- **Émissions liées au transport sur le site** Émissions provenant de véhicules, immatriculés ou non, et d'autres engins qui sont utilisés à l'installation pour le transport de substances, de matières, d'équipements ou de produits utilisés dans un procédé de production ou le transport de personnes et qui sont alimentés par du combustible dont la livraison est visée par un certificat d'exemption au titre du sous-alinéa 36(1)b)(v) de la Loi.
- **Émissions des déchets** Émissions provenant de l'élimination des déchets à l'installation, notamment de l'enfouissement des déchets solides, du traitement biologique ou de l'incinération des déchets et du torchage des gaz d'enfouissement. Sont exclues de la présente définition les émissions provenant de la combustion de pneus ou bardeaux bitumés, entiers ou partiels, pour produire de la chaleur utile ainsi que les émissions liées au transport sur le site.
- **Émissions des eaux usées** Émissions provenant des eaux usées industrielles et du traitement des eaux usées industrielles à l'installation.

Le **paragraphe 5(2)** prévoit les « activités industrielles visées » qui sont les activités industrielles pour lesquelles le Règlement établi des normes de rendement. Les activités industrielles visées en vertu du STFR sont les activités industrielles prévues à la colonne 1 de l'annexe 1 et les activités industrielles additionnelles exercées à l'installation assujettie.

Pour la période de conformité 2023, les activités industrielles additionnelles sont les activités industrielles reconnues par le ministre aux fins de la désignation de l'installation à titre d'installation assujettie en vertu du paragraphe 172(1) de la Loi. Ces activités industrielles étaient précisées dans l'avis fourni par le ministre qui accompagnait le certificat d'installation assujettie.

Les références faites à une installation dans le présent document concernent une installation assujettie, telles que définies par le Règlement et la Loi.

Veuillez noter que toutes les exigences décrites dans ce document incombent à la personne responsable de l'installation assujettie (tel que décrit à l'article 10 du Règlement).

Veuillez consulter [l'annexe A](#) pour les questions les plus fréquemment posées.

5. QUANTIFICATION DES GES

La quantité de GES émise par une installation doit être déterminée conformément à l'article 35. La quantification de ces GES est prévue aux articles 16 à 25. La quantification des GES comprend également des exigences de quantification particulières prévues aux paragraphes 17(5) et 20(6) ainsi qu'aux articles 22 et 23, et des dispositions relatives à la demande d'un permis autorisant l'utilisation d'une méthode alternative de quantification prévues aux articles 26 à 30. Cette section fournit également quelques exemples de calculs pour clarifier certaines dispositions du Règlement.

5.1 Quantification des GES pour les installations industrielles

Une installation industrielle, autre qu'une installation de production d'électricité, est tenue de quantifier la quantité totale de GES provenant de l'installation pour toutes les activités exercées à l'installation, y compris la production d'électricité. De plus, l'installation est tenue de se conformer aux exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure, conformément aux articles 17 à 19 et 22 à 25. Pour les exigences de quantification particulières prévues au paragraphe 17(5) et aux articles 22 à 25, veuillez consulter la [section 5.3](#) du présent document.

La quantité totale de GES doit être calculée conformément au paragraphe 17(1), soit la quantité utilisée pour la variable A dans l'équation de l'article 35, pour déterminer la quantité de GES émise. La quantité totale de GES doit être calculée pour chaque type d'émissions visé (voir les [définitions clés du Règlement](#)) et les GES applicables.

Une quantité d'un GES, exprimée en tonnes, est convertie en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (tonnes de CO₂e) en multipliant cette quantité par le PRP indiqué pour le GES à la colonne 2 de [l'annexe 3](#) de la Loi. Depuis le 1er janvier 2023, les PRP de l'annexe 3 de la Loi ont été mis à jour pour refléter l'horizon temporel de 100 ans établi dans le [cinquième rapport d'évaluation du GIEC](#) publié en 2014.

Une installation industrielle qui produit également de l'électricité doit quantifier les GES provenant de la production d'électricité en utilisant les méthodes applicables aux activités industrielles exercées à l'installation, conformément à l'article 18. Par exemple, si une installation où est exercée la production de chaux produit également de l'électricité, la quantité de GES provenant de la production d'électricité est calculée conformément aux méthodes applicables à la production de chaux.

Pour les activités industrielles **prévues** à l'annexe 1, les GES provenant des types d'émissions visés énumérés au paragraphe 5(1) du Règlement doivent être quantifiés par l'installation, comme il est décrit ci-dessous et illustré à la figure 1 :

La colonne 4 de l'annexe 1 indique la partie applicable de l'annexe 3 qui contient les méthodes de quantification applicables à l'activité industrielle.

- i. Les GES prévus à la colonne 2 de l'annexe 3 provenant des types d'émissions visés prévus à la colonne 1 de l'annexe 3 doivent être quantifiés comme suit :
 - a. Quantifier les GES conformément aux méthodes indiquées dans la colonne 3 du tableau de la partie applicable de l'annexe 3 ;
 - b. Suivre les exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure indiquées à la colonne 4 du tableau de la partie applicable de l'annexe 3 ;
 - c. Dans les cas où des données sont manquantes, les données de remplacement doivent être quantifiées conformément aux méthodes prescrites à la colonne 5 du tableau de la partie applicable de l'annexe 3.
- ii. S'il n'y a pas de méthode de quantification prévue pour un GES ou un type d'émissions visé dans la partie applicable de l'annexe 3, alors :
 - a. Les GES doivent être quantifiés conformément à la méthode applicable de la méthode d'ECCC 2017 ou de la méthode de la WCI. Toutefois, s'il n'y a pas de méthodes de quantification applicables dans la méthode d'ECCC 2017 ou la méthode de la WCI, les lignes directrices du GIEC peuvent être utilisées ;
 - b. Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure prévues dans ces méthodes ou lignes directrices doivent être respectées ;
 - c. Dans les cas où des données sont manquantes, les données de remplacement doivent aussi être quantifiées conformément à ces méthodes ou lignes directrices.

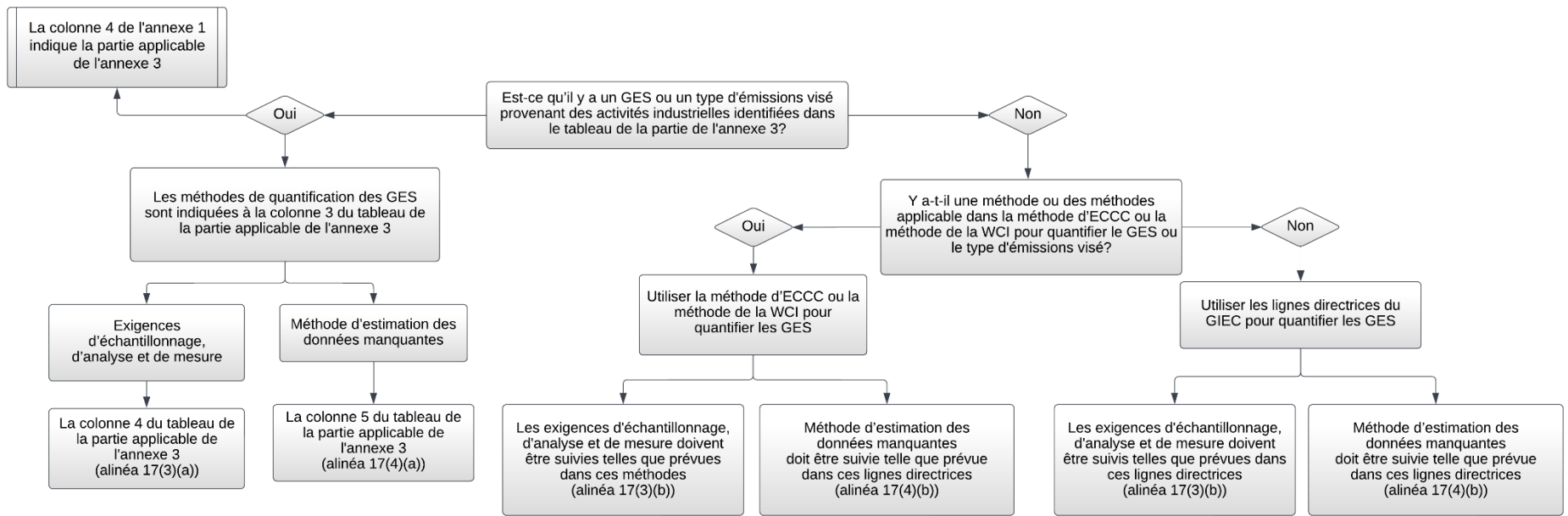


Figure 1 : Quantification des GES pour une installation industrielle où est exercée une activité industrielle figurant à l'annexe 1 (installations à participation obligatoire et celles visées par la partie 1 de la Politique de participation volontaire)

Pour les activités industrielles qui **ne sont pas prévues** à l'annexe 1, les GES provenant des types d'émissions visés doivent être quantifiés par l'installation, comme décrit ci-dessous (alinéa 17(2)(c)) et illustré à la figure 2 :

- a. Les méthodes applicables de la méthode d'ECCE 2017 ou de la méthode de la WCI peuvent être utilisées pour quantifier les GES provenant de ces activités industrielles. Toutefois, s'il n'y a pas de méthode de quantification applicable, les lignes directrices du GIEC peuvent être utilisées,
- b. Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure prévues dans ces méthodes ou lignes directrices doivent être respectées,
- c. Dans les cas où des données sont manquantes, les données de remplacement doivent être quantifiées conformément à ces méthodes ou lignes directrices.

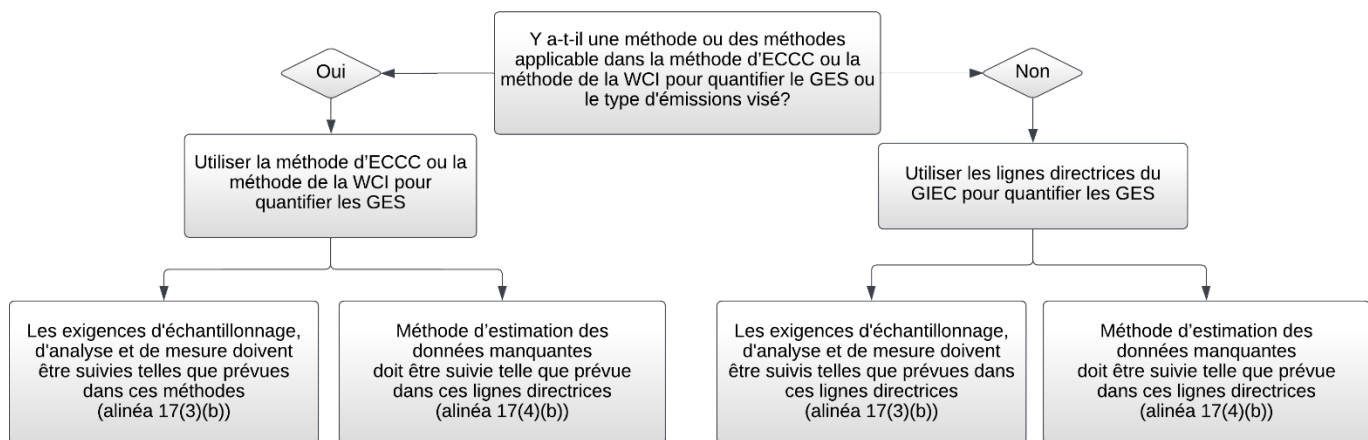


Figure 2 : Quantification des GES pour une installation où est exercée une activité industrielle qui **ne figure pas** à l'annexe 1 (installations visées par la partie 2 de la Politique de participation volontaire)

De plus, la quantité totale de GES d'une installation industrielle calculée en application du paragraphe 17(1) ne doit pas être arrondie au nombre entier le plus près.

Pour l'application du paragraphe 17(2), lorsque les quantités de gaz à effet de serre sont déterminées en conformité avec les sections 2.A ou 2.B de la méthode d'ECCE 2017, les tableaux de coefficients d'émissions prévus par cette méthode sont remplacés par ceux de la méthode d'ECCE 2020, conformément au paragraphe 17(4.1).

Les exigences d'échantillonnage, d'analyse, de mesure et les méthodes d'estimation des données manquantes pour les émissions liées au transport sur le site sont remplacées par celles prévues par la méthode d'ECCE 2020. Ces modifications sont illustrées à la figure 3.

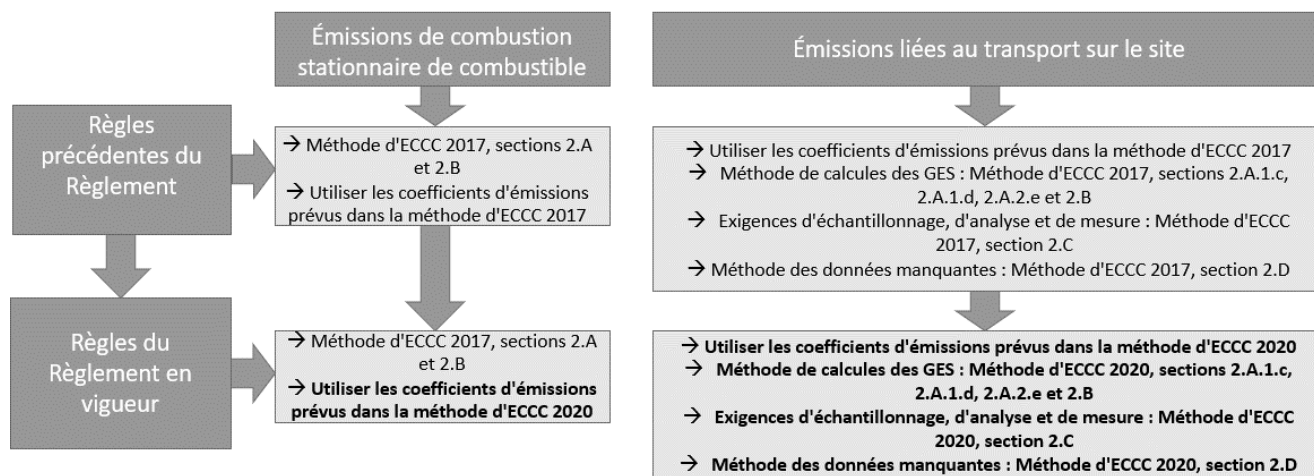


Figure 3 : Coefficients d'émission et méthodes de quantification selon la méthode d'ECCC 2020

Autres considérations :

Les émissions ne doivent pas être incluses deux fois dans le calcul des émissions de GES d'une installation. Si les méthodes de quantification qui s'appliquent à une activité industrielle ou à une installation donnent lieu au calcul des mêmes émissions pour deux types d'émissions visés, les émissions ne doivent pas être incluses deux fois. Par exemple, si les méthodes de quantification d'une installation dont les émissions liées aux procédés industriels sont évacuées entraînent le calcul de ces émissions à deux reprises – une fois comme émissions liées aux procédés industriels et une fois comme émissions d'évacuation, la quantité d'émissions ne doit être incluse qu'une fois.

Les émissions liées au transport sur le site sont définies au paragraphe 2(1) du Règlement. Ces émissions comprennent celles des combustibles livrés auxquels s'applique un certificat d'exemption au titre du sous-alinéa 36(1)b)(v) de la Loi. Les combustibles pour lesquels la redevance sur les combustibles a été payée et qui ont été utilisés pour le transport sur le site ne sont pas inclus dans les émissions liées au transport sur le site de l'installation.

Exemple 1 : Une installation industrielle où est exercée une activité prévue à l'annexe 1

Prenons le cas d'une installation où est exercée une activité industrielle prévue à l'annexe 1. L'installation a modifié le procédé utilisé pour exercer l'activité industrielle, ce qui a entraîné l'installation d'un nouveau réacteur anaérobie. Par conséquent, le traitement des eaux usées produit des GES supplémentaires. Il n'y a pas de méthode prévue à la colonne 3 du tableau de la partie de l'annexe 3 applicable à l'activité industrielle pour quantifier les GES provenant des émissions des eaux usées.

Comment l'installation quantifie-t-elle les GES provenant des émissions des eaux usées?

Conformément à l'alinéa 17(2)b), l'installation doit se référer à la méthode d'ECCE 2017 ou à la méthode de la WCI pour trouver une méthode applicable pour quantifier les GES provenant des émissions des eaux usées. Dans ce cas, la méthode de la WCI, disposition WCI.203(g), comporte des méthodes applicables pour calculer le CH₄ et le N₂O provenant du traitement anaérobie des eaux usées. Par conséquent, l'installation peut utiliser cette méthode de la WCI et se conformer aux exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse, de mesure et de données de remplacement énoncées dans cette méthode.

Exemple 2 : Une installation industrielle où n'est pas exercée une activité prévue à l'annexe 1

Une installation désignée à titre d'installation assujettie au titre du paragraphe 172(1) de la Loi, a indiqué, dans sa demande de désignation, que son activité principale est une activité industrielle non prévue à l'annexe 1. Cette activité est précisée dans l'avis qui accompagne le certificat de l'installation assujettie en tant qu'activité industrielle visée (partie 2 de la Politique de participation volontaire). Cela signifie que l'installation n'a pas de partie applicable dans l'annexe 3 et, par conséquent, aucune méthode de quantification n'est prévue dans l'annexe 3 pour cette activité industrielle.

Les types d'émissions visés de l'installation sont les émissions de combustion stationnaire de combustible, celles liées au transport sur le site et celles des déchets. Les émissions des déchets sont causées par la combustion de déchets solides et liquides en incinération contrôlée. De plus, l'installation achète de l'électricité du réseau.

Comment l'installation quantifie-t-elle ses GES?

Conformément à l'alinéa 17(2)c), l'installation doit d'abord se référer à la méthode d'ECCC 2017, à la méthode d'ECCC 2020, ou à la méthode de la WCI pour trouver une méthode applicable pour la quantification des émissions provenant de la combustion stationnaire de combustible, celles liées au transport sur site et celles des déchets.

1. L'installation a constaté qu'il existe des méthodes applicables pour calculer les GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible dans la méthode d'ECCC 2017 et des méthodes applicables pour calculer les GES provenant des émissions liées au transport sur le site dans la méthode d'ECCC 2020 :
 - i. Les sections 2.A et 2.B de la méthode d'ECCC 2017 sont des méthodes de quantification permettant de calculer les GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible et les sections 2.A et 2.B de la méthode d'ECCC 2020 sont pour calculer les GES provenant des émissions liées au transport sur le site. Les facteurs d'émissions utilisés dans le calcul des GES sont ceux prévus dans la méthode d'ECCC 2020.
 - ii. L'installation doit alors utiliser les méthodes applicables de la méthode d'ECCC 2017 ou de la méthode d'ECCC 2020 et se conformer aux exigences d'échantillonnage, d'analyse, de mesure et de remplacement des données prévues dans ces méthodes.
2. L'installation a constaté qu'il n'y a pas de méthode applicable dans la méthode d'ECCC 2017 ou la méthode de la WCI pour calculer les GES provenant des émissions des déchets.
3. Dans ce cas, l'installation doit se référer aux lignes directrices du GIEC pour quantifier les GES provenant des émissions des déchets.

- i. Les lignes directrices du GIEC fournissent une méthode applicable pour calculer les GES provenant de l'incinération et de la combustion à ciel ouvert des déchets au chapitre 5.
- ii. L'installation doit se conformer aux exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse, de mesure et de données de remplacement prévues dans les lignes directrices du GIEC.

Dois-je quantifier les GES provenant de l'électricité achetée?

Non, les GES provenant de l'électricité achetée n'ont pas besoin d'être quantifiés. Les GES provenant de l'électricité ne sont quantifiés que si l'électricité est produite à l'installation. Conformément à l'article 18, ces GES doivent être quantifiés selon les méthodes applicables à l'activité industrielle exercée à l'installation.

5.2 Quantification des GES pour les installations de production d'électricité

Une installation de production d'électricité doit quantifier la quantité totale des GES attribuables à chaque groupe dont est constituée l'installation et se conformer aux exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse, de mesure et de données de remplacement, conformément aux articles 20 à 25.

La quantité totale de GES doit être calculée conformément au paragraphe 20(1), soit la quantité utilisée pour la variable A dans l'équation de l'article 35, pour déterminer la quantité totale des GES attribuables à chacun des groupes dont est constituée l'installation. La quantité totale de GES doit être calculée pour chaque type d'émissions visé (voir [les définitions clés du Règlement](#)) et les GES applicables.

Une quantité d'un GES, exprimée en tonnes, est convertie en tonnes de CO_{2e} en multipliant cette quantité par le PRP indiqué pour le GES dans la colonne 2 de l'annexe 3 de la Loi. Depuis le 1er janvier 2023, les PRP de l'annexe 3 ont été mis à jour pour refléter l'horizon temporel de 100 ans établi dans le [cinquième rapport d'évaluation du GIEC](#) publié en 2014.

La quantité totale des GES attribuables au groupe correspond à la somme des GES des émissions de combustion stationnaire de combustible (premier sous-point ci-après) et des GES provenant d'émissions autres que les émissions de combustion stationnaire de combustible (deuxième sous-point ci-après) comme décrit ci-dessous :

1. Les exigences de quantification pour les émissions de combustion stationnaire de combustible pour une installation de production d'électricité dépendent du type de combustible fossile utilisé pour produire l'électricité par chaque groupe et si le groupe est enregistré ou non en vertu du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon*. Il y a trois cas :

Cas 1 : Le groupe est enregistré en vertu du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon*.

Cas 2 : Le groupe n'est pas enregistré en vertu du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon*, mais produit de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel.

Cas 3 : Tout autre groupe pour lequel les cas 1 et 2 ne sont pas applicables.

Pour les émissions de combustion stationnaire de combustible seulement, le tableau ci-dessous illustre les exigences de quantification pour chaque groupe conformément à la section 1 de la partie 38 de l'annexe 3 pour calculer le CO₂, le CH₄ et le N₂O, selon le cas applicable.

Tableau 1 : Quantification des GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustibles aux installations de production d'électricité

GES	Cas	Méthode de calcul des GES	Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure	Méthode d'estimation des données manquantes
CO ₂	Cas 1	Articles 20 à 26 du <i>Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon</i>	Article 27 du <i>Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon</i>	Article 28 du <i>Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon</i>
	Cas 2	Articles 12 à 18 du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>	Article 19 du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>	Article 20 du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>
	Cas 3	Méthode d'ECCC 2017 2.A	Méthode d'ECCC 2017 2.C	Méthode d'ECCC 2017 2.D
CH ₄ et N ₂ O	Tous les cas	Méthode d'ECCC 2017 2.B	Méthode d'ECCC 2017 2.C	Méthode d'ECCC 2017 2.D

2. Pour les types d'émissions visés, **autres que les émissions de combustion stationnaire de combustible**, les GES doivent être quantifiés comme indiqué ci-dessous et illustré à la figure 4 :

- i. Les méthodes de quantification sont indiquées à la colonne 3 du tableau de la partie 38 de l'annexe 3.
 - a. Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure sont indiquées à la colonne 4 du tableau de la partie 38 de l'annexe 3.
 - b. Dans les cas où des données sont manquantes, les données de remplacement doivent être calculées selon les méthodes prescrites à la colonne 5 du tableau de la partie 38 de l'annexe 3.
- ii. S'il n'y a pas de méthode prévue pour un GES provenant d'un type d'émission visé à la partie 38 de l'annexe 3, la méthode d'ECCC 2017 ou la méthode de WCI peut être utilisée. Cependant, s'il n'y a pas de méthode applicable, les lignes directrices du GIEC doivent être utilisées.
 - a. Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure prévues dans ces méthodes ou lignes directrices doivent être respectées.
 - b. Dans les cas où des données sont manquantes, les données de remplacement doivent être calculées conformément à ces méthodes ou lignes directrices.

Pour connaître les exigences de quantification particulières prévues au paragraphe 20(6) et aux articles 22 à 25, veuillez consulter la [section 5.3](#) du présent document.

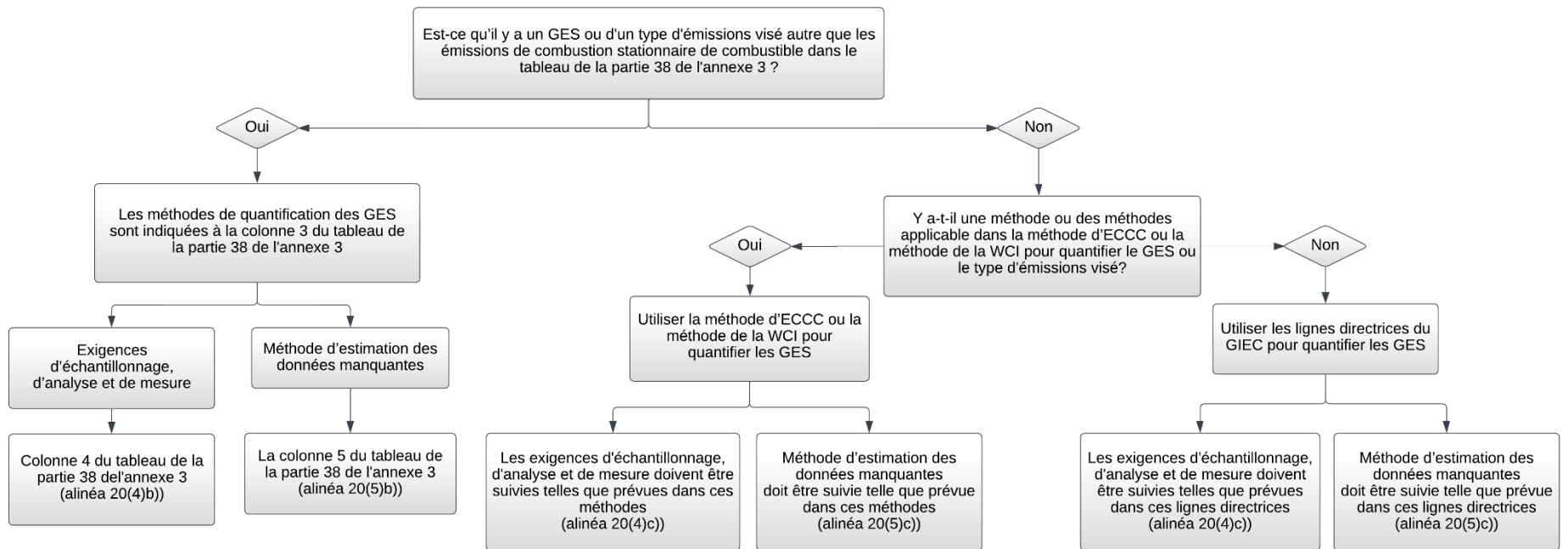


Figure 4 : Quantification des GES provenant de types d'émissions visés, autres que les émissions de combustion stationnaire de combustible, pour une installation de production d'électricité

De plus, la quantité totale de GES d'une installation de production d'électricité calculée en application du paragraphe 20(1) ne doit pas être arrondie au nombre entier le plus près.

5.2.1 Répartition des GES

Pour une installation de production d'électricité, lorsque les GES autres que les GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible **ne peuvent être quantifiés qu'au niveau de l'installation**, ces GES doivent être répartis entre les groupes de l'installation conformément au paragraphe 20(3). Ces GES doivent être répartis en fonction du rapport de la production totale d'électricité de chaque groupe par rapport à la production totale d'électricité de l'installation. Voir l'exemple ci-dessous sur la façon de répartir les GES.

Exemple 3 : Répartition des GES

Une installation de production d'électricité constituée de deux groupes émet des émissions de combustion stationnaire de combustible et des émissions liées au transport sur le site. Le CO₂ provenant des émissions liées au transport sur le site ne peut être quantifié qu'au niveau de l'installation et représente 10 000 tonnes de CO₂. L'installation est tenue de répartir ce CO₂ parmi tous les groupes de l'installation, afin de calculer la quantité totale de CO₂ pour chacun des groupes, comme l'explique l'exemple ci-dessous. Le même processus doit être suivi pour quantifier les émissions de CH₄ et de N₂O.

	Quantité d'électricité produite	Émissions de combustion stationnaire de combustible
Groupe 1	100 GWh	30 000 tonnes de CO ₂
Groupe 2	150 GWh	50 000 tonnes de CO ₂
Total de l'installation	250 GWh	-

Les étapes suivantes démontrent comment calculer la quantité de CO₂ pour chaque groupe de l'installation :

1. Calculer le rapport de la production totale d'électricité de chaque groupe par rapport à la production totale d'électricité de l'installation.

$$\text{Rapport pour le groupe 1} = \left(\frac{100 \text{ GWh}}{250 \text{ GWh}} \right) = 0,4$$

$$\text{Rapport pour le groupe 2} = \left(\frac{150 \text{ GWh}}{250 \text{ GWh}} \right) = 0,6$$

2. Multiplier le rapport du groupe 1 par les émissions liées au transport sur le site de l'installation afin de les répartir pour chaque groupe.

$$\begin{aligned} \text{Émissions de CO}_2 \text{ liées au transport sur le site pour le groupe 1} \\ = 0,4 \times 10\,000 \text{ tonnes de CO}_2 = 4\,000 \text{ tonnes de CO}_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Émissions de CO}_2 \text{ liées au transport sur le site pour le groupe 2} \\ & = 0,6 \times 10\,000 \text{ tonnes de CO}_2 = 6\,000 \text{ tonnes de CO}_2 \end{aligned}$$

3. Calculer la quantité de CO₂ pour chaque groupe.

$$\begin{aligned} \text{Quantité de CO}_2 \text{ pour le groupe 1} & = 30\,000 \text{ tonnes de CO}_2 + 4\,000 \text{ tonnes de CO}_2 \\ & = \mathbf{34\,000 \text{ tonnes de CO}_2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Quantité de CO}_2 \text{ pour le groupe 2} & = 50\,000 \text{ tonnes de CO}_2 + 6\,000 \text{ tonnes de CO}_2 \\ & = \mathbf{56\,000 \text{ tonnes de CO}_2} \end{aligned}$$

La quantité de CO₂ pour les groupes 1 et 2 est de 34 000 et 56 000 tonnes de CO₂, respectivement.

5.3 Règles particulières

Certaines dispositions du Règlement n'exigent pas la quantification de certains GES ou que certains GES soient inclus dans la quantité totale de GES de l'installation. Ces exclusions sont énumérées ci-dessous. Ces dispositions s'appliquent aux installations industrielles et aux installations de production d'électricité :

1. Conformément au paragraphe 22(1), la quantité de CO₂ provenant de la biomasse **ne doit pas être quantifiée et n'est pas incluse dans la quantité de CO₂** lors de la quantification de la quantité totale de GES de l'installation conformément aux paragraphes 17(2) à (4) ou aux paragraphes 20(2) à (5). Toutefois, si un SMECE est utilisé pour mesurer la quantité de CO₂ à l'installation, le CO₂ provenant de la biomasse doit être quantifié et déduit de la quantité de CO₂ mesurée par le SMECE. La quantité de CO₂ provenant de la biomasse **n'est pas incluse** dans le rapport annuel de l'installation.
2. Conformément aux paragraphes 17(5) et 20(6), les quantités de CH₄ et de N₂O provenant de dispositifs stationnaires qui brûlent de la biomasse pour produire de la chaleur utile **doivent être quantifiées**, mais **ne doivent pas être incluses** dans la quantité de GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustibles calculées aux paragraphes 17(2) à (4) ou aux paragraphes 20(2) à (5). Ces quantités de CH₄ et de N₂O doivent être incluses séparément dans le cadre du rapport annuel de l'installation (article 4 de l'annexe 2).
3. Conformément au paragraphe 22(2), la quantification du CH₄ provenant des émissions d'évacuation ou des émissions dues aux fuites **n'est pas requise** pour les installations où sont exercées :
 - i. la production de bitume et d'autre pétrole brut (article 1 de l'annexe 1) ;
 - ii. la valorisation du bitume et de pétrole lourd (article 2 de l'annexe 1) ;
 - iii. le traitement de gaz naturel (article 4 de l'annexe 1) ; et
 - iv. le transport de gaz naturel traité (article 5 de l'annexe 1).

L'installation n'a pas à inclure ce CH₄ provenant des émissions d'évacuation ou des émissions dues aux fuites dans la quantité de CH₄ calculée conformément aux paragraphes 17(2) à (4).

- Conformément à l'article 23, la disposition « **quantités minimales** » permet à une installation de ne pas inclure un GES pour un type d'émission visé si celui-ci représente moins de 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation, lorsqu'exprimé en tonnes de CO₂e. De plus, la somme des quantités de GES à exclure ne doit pas dépasser 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation. Si ces paramètres sont respectés, l'installation n'a pas à inclure ces GES en vertu des paragraphes 17(2) à (4) ou 20(2) à (5). Reportez-vous à l'exemple ci-dessous pour savoir comment calculer les quantités minimales.

Exemple 4 : Quantités minimales

Tous les GES de tous les types d'émissions visés pour une installation sont quantifiés en fonction des exigences de quantification du Règlement, mais des quantités mineures peuvent être exclues de la quantité totale de GES. Le tableau ci-dessous illustre la quantité totale de GES de l'installation et le pourcentage de GES généré par le gaz et le type d'émissions visé. Les quantités de certains GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible, celles dues aux fuites et celles liées au transport sur le site sont inférieures à 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation.

Ces GES doivent-ils être inclus dans la quantité totale de GES en vertu des paragraphes 17(1) ou 20(1)?

Type d'émissions visé	Quantité de GES en tonnes de CO ₂ e (% de la contribution des GES par gaz ou type d'émissions visé)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Émissions de combustion stationnaire de combustible	2 940,30 (1,5 %)	2,26 (0 %)	13,2 (0 %)	2 955,76 (1,5 %)
Émissions liées aux procédés industriels	127 431,33 (65,1 %)	2,26 (0 %)	62 563,2 (32 %)	189 996,79 (97,1 %)
Émissions dues aux fuites	2,8 (0 %)	938,88 (0,5 %)	0,0 (0 %)	941,68 (0,5 %)
Émissions liées au transport sur le site	1 692,13 (0,9 %)	3,25 (0 %)	166,14 (0,1 %)	1 861,52 (1,0 %)

En fonction du tableau :

- (a) Les pourcentages de CH₄ et de N₂O provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible sont tous deux inférieurs à 0,5 % de la quantité totale des GES provenant de l'installation.
- (b) Le pourcentage de CH₄ provenant des émissions liées aux procédés industriels est inférieur à 0,5 % de la quantité totale des GES provenant de l'installation.
- (c) Les pourcentages de CO₂ et de CH₄ provenant des émissions dues aux fuites sont tous deux inférieurs ou égaux à 0,5 % de la quantité totale des GES provenant de l'installation.
- (d) Les pourcentages de CH₄ et de N₂O provenant des émissions liées au transport sur le site sont tous deux inférieurs à 0,5 % de la quantité totale des GES provenant de l'installation.

Conformément au paragraphe 23(1), l'installation n'est pas tenue d'inclure les GES énumérés aux alinéas a) à d). Toutefois, la somme de ces GES ne doit pas dépasser 0,5 % de la quantité totale de GES provenant de l'installation conformément au paragraphe 23(2).

Les étapes suivantes servent à déterminer si la somme de la quantité de GES énumérées aux points a) à d) dépasse 0,5 % de la quantité totale de GES provenant de l'installation.

La somme des quantités de GES en (a) à (d)

$$\begin{aligned} &= [CH_4 + N_2O]_{\text{émissions de combustion stationnaire de combustible}} \\ &+ [CH_4]_{\text{émissions liées aux procédés industriels}} + [CO_2 + CH_4]_{\text{émissions dues aux fuites}} \\ &+ [CH_4 + N_2O]_{\text{émissions liées au transport sur le site}} \\ &= [2,26 + 13,2] + 2,26 + [2,8 + 938,88] + [3,25 + 166,14] \\ &= 1128,79 \text{ tonnes de } CO_2e \end{aligned}$$

Le ratio des quantités de GES en (a) à (d) par rapport à la quantité totale de GES

$$= \frac{1128,79 \text{ tonnes de } CO_2e}{195\,756 \text{ tonnes de } CO_2e} \times 100 = 0,6 \%$$

D'après le calcul ci-dessus, le ratio de ces GES dépasse 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation. Par conséquent, l'installation doit inclure certains des GES énumérés aux alinéas a) à d) en vertu des paragraphes 17(2) à (4) ou 20(2) à (5). Les GES non inclus ne doivent pas dépasser 0,5 % de la quantité totale de GES provenant de l'installation.

Dans ce cas, par exemple, il a été décidé d'inclure les GES énumérés au point d) pour les émissions liées au transport sur le site, et de ne pas inclure les GES énumérés aux points a) à c) qui doivent être additionnés pour vérifier s'ils sont inférieurs ou égaux à 0,5 % de la quantité totale de GES provenant de l'installation.

Les étapes suivantes permettent de calculer si la somme des GES énumérés aux alinéas a) à c) ne dépasse pas 0,5 % de la quantité totale de GES provenant de l'installation.

La somme des quantité de GES en (a) à (c)

$$\begin{aligned} &= [CH_4 + N_2O]_{\text{émissions de combustion stationnaire de combustible}} \\ &+ [CH_4]_{\text{émissions liées aux procédés industriels}} + [CO_2 + CH_4]_{\text{émissions dues aux fuites}} \\ &= [2,26 + 13,2] + 2,26 + [2,8 + 938,88] = 959,40 \text{ tonnes de } CO_2e \end{aligned}$$

Le ratio des quantités de GES en (a) à (c) sur la quantité totale de GES

$$= \frac{959,40 \text{ tonnes de } CO_2e}{195\,756 \text{ tonnes de } CO_2e} \times 100 = 0,5 \%$$

Par conséquent, l'installation n'a pas à inclure les GES suivants en vertu des paragraphes 17(2) à (4) ou 20(2) à (5):

- **CH₄ et N₂O provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible**
- **CH₄ provenant des émissions liées aux procédés industriels, et**
- **CO₂ et CH₄ provenant des émissions dues aux fuites.**

5.4 Captage et stockage du carbone

Conformément au paragraphe 35(1), la quantité de CO₂ qui est incluse dans la description de la variable A et qui a été stockée de façon permanente dans un projet de stockage admissible (variable B) est déduite uniquement de la quantité totale de GES provenant de l'installation assujettie (variable A). Par exemple, la quantité de CO₂ provenant de la biomasse qui est stockée n'est pas déduite, puisque le CO₂ provenant de la biomasse n'est pas inclus dans la quantité totale de GES. Les projets de stockage admissibles sont prévus au paragraphe 35(2). Toute quantité de CO₂ provenant de l'installation assujettie qui a été captée mais n'a pas été stockée de façon permanente dans le cadre d'un projet de stockage qui respecte les critères prévus au paragraphe 35(2) est réputée avoir été émise par l'installation assujettie et est incluse dans la quantité de GES dans la description de A au paragraphe 35(1). Pour plus de certitude, toute quantité de CO₂ ne peut être déduite que si elle n'était pas déjà incluse dans la quantité totale de GES provenant de l'installation selon la description sous l'élément A prévue au paragraphe 35(1).

La quantité de CO₂, exprimée en tonnes CO₂e, qui est captée à l'installation et ensuite stockée doit être quantifiée selon la section 1 de la méthode d'ECCC 2017.

5.4.1 *Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions*

Conformément à l'article 25, tout SMECE utilisé par l'installation doit être conforme à la *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions*, publiée par le ministre de l'Environnement en juin 2012. Si un SMECE est utilisé pour mesurer le CO₂ à l'installation, la quantité de CO₂ provenant de la biomasse devra être quantifié et déduit de la quantité totale d'émissions de CO₂ mesurées par le SMECE.

6 QUANTIFICATION DE LA PRODUCTION ET DE L'ÉNERGIE THERMIQUE

Cette section fournit des lignes directrices sur la quantification de la production et de l'énergie thermique, y compris un organigramme sur la quantification de la production pour les installations industrielles et les installations de production d'électricité.

6.1 Quantification de la production pour les installations industrielles

Conformément au paragraphe 31(1), la production doit être quantifiée pour toutes les activités industrielles visées exercées à l'installation, car elle est nécessaire pour calculer la limite d'émissions. L'unité de mesure qui doit être utilisée pour la quantification de la production d'une activité industrielle est identifiée comme suit :

- i. Si l'activité industrielle visée est prévue à l'annexe 1 :
 - l'unité de mesure applicable est indiquée à la colonne 2 de l'annexe 1 ;
 - des exigences supplémentaires peuvent être prévues dans la partie applicable de l'annexe 3;
- ii. Si l'activité industrielle visée est une activité industrielle additionnelle :
 - l'unité de mesure est précisée par le ministre pour cette activité. Pour 2023, l'unité de mesure précisée par le ministre est l'unité de mesure fournie dans la demande de désignation de l'installation faite en vertu du paragraphe 172(1) de la Loi.

Une installation industrielle qui produit de l'électricité doit quantifier sa production totale d'électricité conformément aux articles 6 et 7 de la partie 38 de l'annexe 3. Toutefois, l'installation peut choisir l'une des options suivantes :

- 1) Quantifier la production d'électricité en totalité ;
- 2) Quantifier la production d'électricité en partie ;
- 3) Ne pas quantifier la production d'électricité.

Conformément à l'article 15 de l'annexe 2 (rapport annuel), une liste des équipements à partir desquels l'électricité a été produite mais non quantifiée est requise.

De plus, la valeur de production annuelle qui est incluse dans le rapport annuel ne doit pas être arrondie à trois chiffres significatifs.

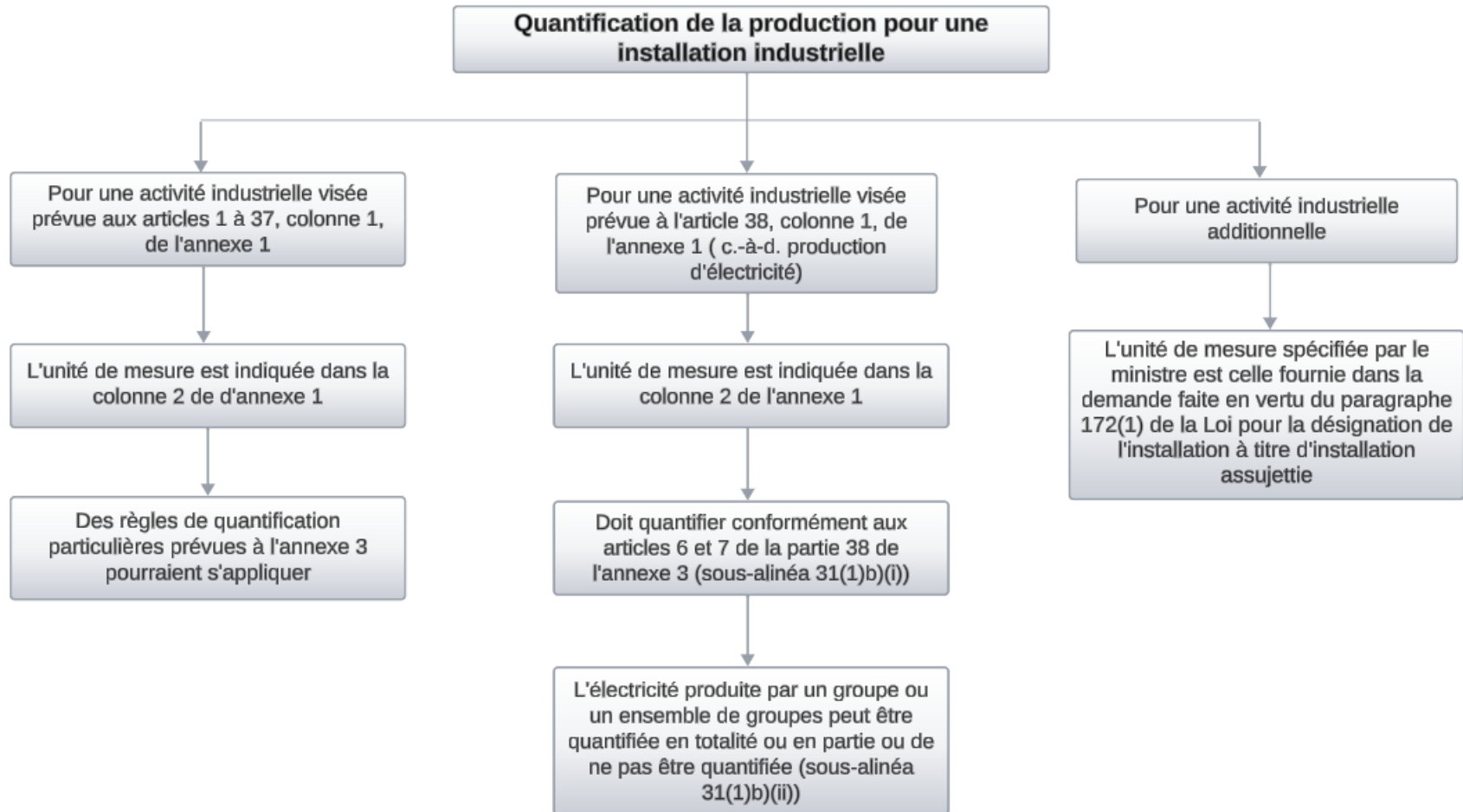


Figure 5 : Quantification de la production pour une installation industrielle

6.1.1 Instrument de mesure et estimations techniques

Les instruments de mesure utilisés pour quantifier la production d'une installation industrielle doivent être conformes aux exigences associées à l'instrument de mesure. Conformément au paragraphe 31(2), tout instrument de mesure utilisé pour mesurer la production doit maintenir en tout temps une exactitude de $\pm 5\%$ et doit également être mis en place, utilisé, entretenu et étalonné conformément aux indications du fabricant ou à toute norme applicable généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale. Les instruments de mesure utilisés pour mesurer la production d'électricité dans les installations industrielles doivent également être conformes aux exigences du paragraphe 31(2).

Lorsqu'une installation industrielle n'est pas en mesure de mesurer directement sa production à l'aide d'un instrument de mesure, l'installation peut quantifier sa production à l'aide d'estimations techniques ou de bilans massiques, conformément au paragraphe 31(3).

6.2 Quantification de la production des installations de production d'électricité

Conformément au paragraphe 32(1), une installation de production d'électricité doit quantifier la quantité brute d'électricité produite par chacun des groupes dont est constituée l'installation en fonction du type de combustible fossile brûlé :

- 1) Si l'installation utilise un combustible fossile (p. ex. : gaz naturel) :
 - i. La quantité brute d'électricité produite est déterminée conformément au paragraphe 4(1) de la partie 38 de l'annexe 3 ;
 - ii. Si l'installation comporte un groupe moteur à combustion et un groupe chaudière qui partagent la même turbine à vapeur, la quantité brute d'électricité produite pour chaque groupe est déterminée de la façon décrite à l'article 5 de la partie 38 de l'annexe 3.
- 2) Si l'installation utilise un mélange de combustibles fossiles ou un mélange de biomasse et de combustibles fossiles :
 - i. La quantité brute d'électricité produite par chaque type de combustible est déterminée conformément aux paragraphes 4(2) et (3) de la partie 38 de l'annexe 3.
 - ii. Si l'installation comporte un groupe moteur à combustion et un groupe chaudière qui partagent la même turbine à vapeur, la quantité brute d'électricité produite pour chaque groupe est déterminée de la façon décrite à l'article 5 de la partie 38 de l'annexe 3.

Il est à noter que la personne responsable peut choisir de ne pas quantifier une partie ou la totalité de la quantité d'électricité produite par un groupe ou un ensemble de groupes, conformément au paragraphe 32(2). Conformément à l'article 15 de l'annexe 2 (rapport annuel), une liste des

groupes à partir desquels l'électricité a été produite mais dont la quantité produite n'a pas été quantifiée est requise.

De plus, la valeur de production annuelle qui est incluse dans le rapport annuel ne doit pas être arrondie à trois chiffres significatifs.

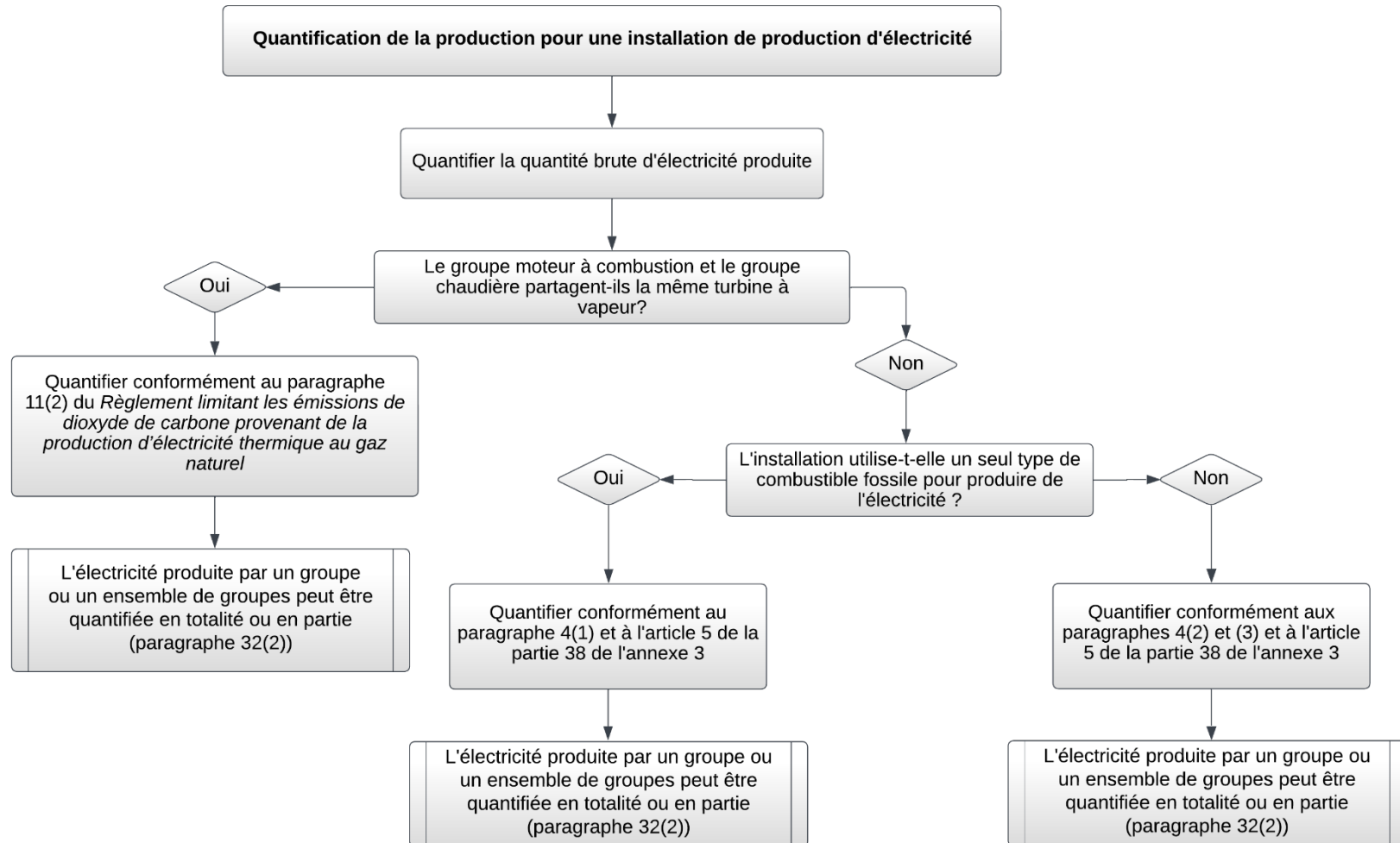


Figure 6 : Quantification de la production pour une installation de production d'électricité

6.3 Quantification de l'énergie thermique

Les transferts d'énergie thermique entre installations assujetties doivent être quantifiés et inclus dans le rapport annuel, y compris le coefficient de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles associé à ces transferts d'énergie thermique. Comme l'indique le paragraphe 34(1), le coefficient de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles au cours d'une période de conformité est :

- i. Soit égal à 1, si l'énergie thermique est produite par la combustion de **combustibles fossiles seulement** ;
- ii. Soit déterminé par la formule suivante, si l'énergie thermique est produite à partir de la combustion de **combustibles fossiles et de biomasse**.
 - Reportez-vous à l'exemple 5 sur la façon de calculer le coefficient de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles et de la biomasse.

$$\frac{HF}{HF + B}$$

Où :

HF est déterminé par la formule

$$HF = \sum_{i=1}^n QF_i \times HHV_i$$

QF_i est la quantité de combustible fossile de type « i » brûlée à l'installation durant la période de conformité pour produire de l'énergie thermique, déterminée conformément au paragraphe 7(2) de la partie 38 de l'annexe 3 pour les installations industrielles ou au paragraphe 4(3) de la partie 38 de l'annexe 3 pour les installations de production d'électricité,

HHV_i est la valeur du pouvoir calorifique supérieur du combustible fossile de type « i » brûlé à l'installation durant la période de conformité pour produire de l'énergie thermique, déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017 pour les installations industrielles ou au paragraphe 24(1) du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon* pour les installations de production d'électricité,

i est le ⁱe type de combustible fossile « i » brûlé à l'installation durant la période de conformité, « i » allant de 1 à n, où n est le nombre de types de combustibles fossiles brûlés,

B est déterminé par la formule

$$B = \sum_{k=1}^n QBB_k \times HHV_k$$

QBB_k est la quantité de combustible de biomasse de type « k » brûlée à l'installation durant la période de conformité pour produire de l'énergie thermique, déterminée conformément au paragraphe 7(2) de la partie 38 de l'annexe 3 et à la disposition WCI.214 de la méthode de la WCI pour les installations industrielles ou au paragraphe 4(3) de la partie 38 de l'annexe 3 pour les installations de production d'électricité,

HHV_k est la valeur du pouvoir calorifique supérieur du combustible de biomasse de type « k » brûlé à l'installation durant la période de conformité pour produire de l'énergie thermique déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017 et à la disposition WCI.214 de la méthode de la WCI pour les installations industrielles ou au paragraphe 24(1) du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon* pour les installations de production d'électricité, et

k est le k^e type de combustible de biomasse « k » brûlé à l'installation durant la période de conformité, « k » allant de 1 à m, où m est le nombre de types de combustibles de biomasse brûlés.

Exemple 5 : Énergie thermique

Une installation industrielle produit de l'énergie thermique à partir de la combustion de diesel, de mazout lourd et de liqueur de cuisson. L'installation vend l'énergie thermique à une autre installation assujettie visée par le Règlement. L'installation doit ensuite calculer le coefficient de chaleur à l'aide de la formule ci-dessous.

$$\frac{HF}{HF + B}$$

- La valeur de HF correspond à la quantité de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles (c.-à-d. : le diesel et le mazout lourd).
- La valeur de B correspond à la quantité de chaleur provenant de la combustion de combustible de biomasse (c.-à-d. : la liqueur de cuisson).

1. La valeur de HF est calculée à l'aide de la formule ci-dessous :

$$HF = \sum_{i=1}^n QF_i \times HHV_i = (QF_1 \times HHV_1) + (QF_2 \times HHV_2)$$

- La valeur de QF₁ correspond à 2 000 kL, qui est la quantité de diesel.
- La valeur de HHV₁ correspond à 38,3 GJ/kL, soit la valeur du pouvoir calorifique supérieur du diesel qui a été déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017.
- La valeur de QF₂ correspond à 500 000 kL, qui est la quantité de mazout lourd.
- La valeur de HHV₂ correspond à 42,5 GJ/kL, soit la valeur du pouvoir calorifique supérieur du mazout lourd qui a été déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017.

$$\begin{aligned} HF &= (QF_1 \times HHV_1) + (QF_2 \times HHV_2) = \left(2\,000 \text{ kL} \times 38,3 \frac{\text{GJ}}{\text{kL}} \right) + \left(500\,000 \text{ kL} \times 42,5 \frac{\text{GJ}}{\text{kL}} \right) \\ &= 21\,326\,600 \text{ GJ} \end{aligned}$$

2. La valeur de B est calculée à l'aide de la formule ci-dessous :

$$B = \sum_{k=1}^n QBB_k \times HHV_k = QBB_1 \times HHV_1$$

- La valeur de QBB_1 correspond à 700 000 tonnes, qui est la quantité de liqueur de cuisson.
- La valeur de HHV_1 correspond à 14,5 MJ/kg, soit la valeur du pouvoir calorifique supérieur de la liqueur de cuisson qui a été déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017 et de la disposition WCI.214 de la méthode de la WCI.

$$B = QBB_1 \times HHV_1 = 700\,000 \text{ tonnes} \times 14,5 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{1 \text{ tonne}} \times \frac{1\text{GJ}}{1000\text{MJ}} = 10\,150\,000 \text{ GJ}$$

3. Calculer le coefficient de chaleur en fonction des valeurs déterminées aux étapes 1 et 2 :

$$\frac{HF}{HF + B} = \frac{21\,326\,600 \text{ GJ}}{21\,326\,600 \text{ GJ} + 10\,150\,000 \text{ GJ}} = 0,678$$

Le coefficient de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles pour cette installation industrielle est de 0,678.

7 DÉTERMINER LA LIMITE D'ÉMISSIONS DE L'INSTALLATION

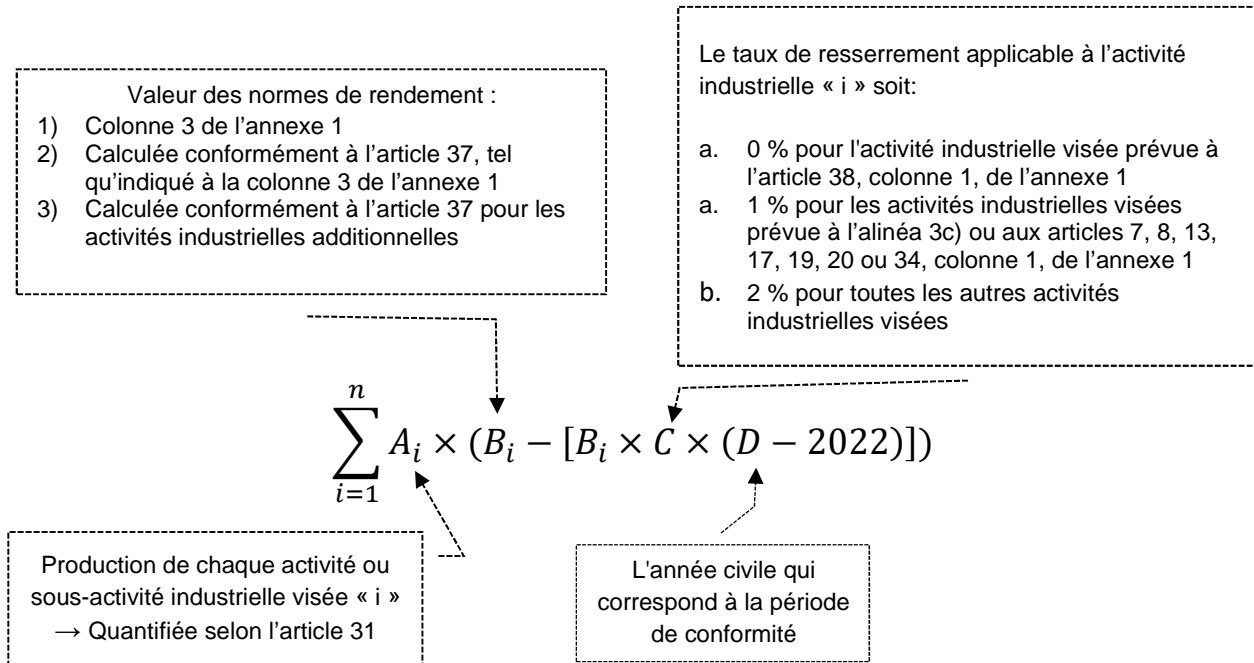
Les sections suivantes fournissent des directives sur la détermination de la limite d'émissions de l'installation, y compris les exigences pour la nouvelle production d'électricité à partir de combustibles gazeux et le calcul des normes de rendement, ainsi qu'un organigramme sur ces exigences pour les installations industrielles et les installations de production d'électricité.

7.1 Limite d'émissions pour les installations industrielles

7.1.1 Règle générale

Une installation industrielle, autre qu'une installation de production d'électricité, doit déterminer sa limite d'émissions au moyen de la formule prévue à l'article 36. La limite d'émissions, calculée conformément à l'article 31, est basée sur la somme de la production de toutes les activités industrielles visées multipliée par la norme de rendement applicable, qui diminuera en fonction du taux de resserrement annuel applicable. Les normes de rendement sont prévues à la colonne 3 de l'annexe 1. Certaines normes de rendement sont des valeurs numériques alors que d'autres doivent être calculées conformément à l'article 37. Des exigences particulières prévues à l'article 16 et aux paragraphes 36(2) à 36(4) peuvent s'appliquer à certaines activités industrielles visées et sont expliquées dans les parties du document portant sur les secteurs ([section 9](#) du présent document).

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions prévue au paragraphe 36(1).

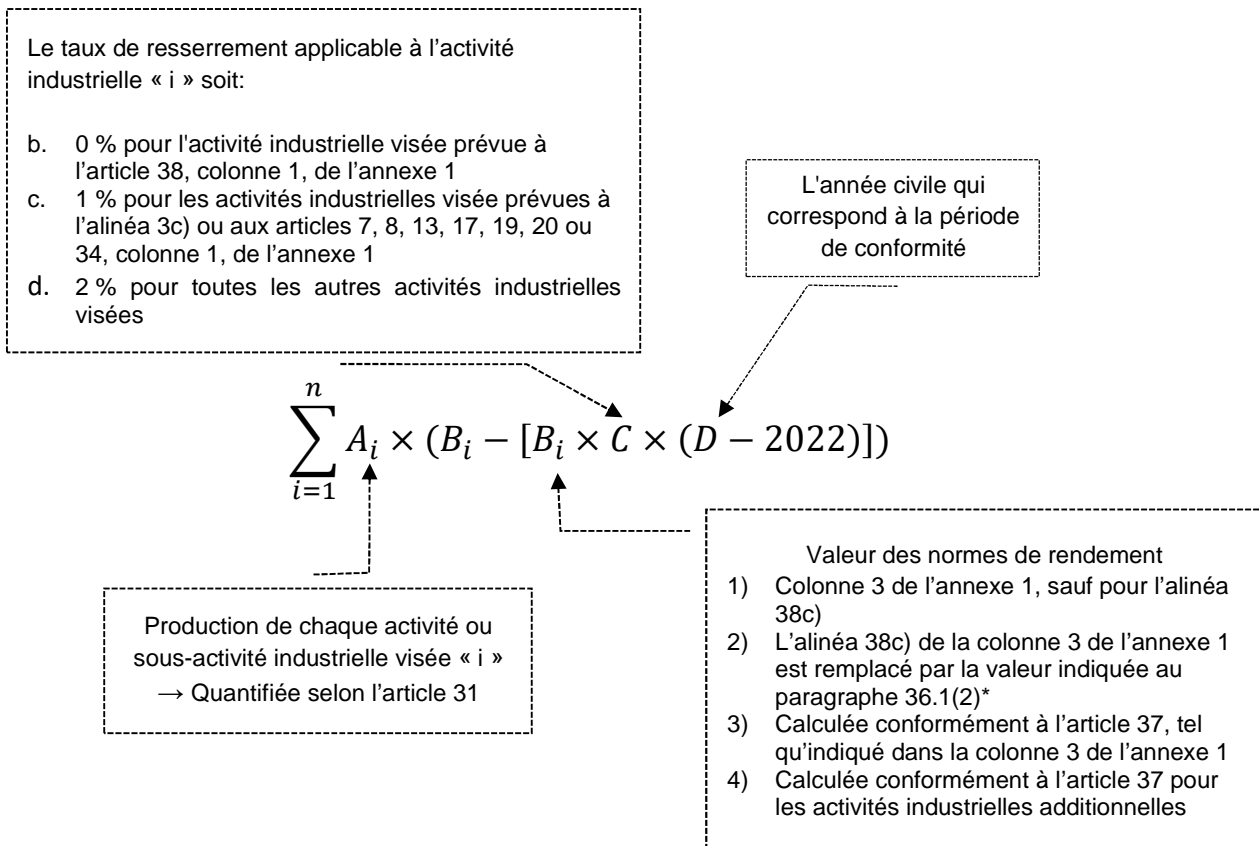


7.1.2 Nouvelle production d'électricité

Comme prévu à l'article 36.1, la norme de rendement décroissante prévue au paragraphe 36.1(2) s'applique lors du calcul de la limite d'émissions d'une installation qui commence à produire de l'électricité au moyen de combustibles gazeux le 1^{er} janvier 2021 ou après cette date et qui répond aux critères ci-dessous :

- i. l'équipement utilisé pour produire la nouvelle électricité à partir de combustibles gazeux a une capacité égale ou supérieure à 50 MW; et
- ii. l'équipement est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions prévue au paragraphe 36(1).



*La norme de rendement décroissante ne s'applique pas à une installation où est exercée l'activité industrielle prévue à la colonne 1 de l'article 20 de l'annexe 1.

7.1.3 Augmentation de la capacité de production d'électricité

Pour une installation qui, le 1^{er} janvier 2021 ou après, augmente sa capacité de production d'électricité à partir de la combustion de combustibles gazeux d'au moins 50 MW au moyen d'un équipement dont le rapport énergie thermique-électricité est inférieur à 0,9, la formule et les valeurs décroissantes de la norme de rendement prévues aux paragraphes 36.2(2) et 36.1(2) doivent être utilisées pour calculer la limite d'émissions. Il est à noter que pour une installation industrielle, l'augmentation de la capacité s'applique au niveau de l'installation et non au niveau du groupe. Veuillez consulter l'exemple ci-dessous pour savoir comment calculer la limite d'émissions conformément à l'article 36.2 pour les installations industrielles.

Comme prévu au paragraphe 36.2(3), la norme de rendement décroissante s'applique uniquement à la partie de la production d'électricité qui est attribuée à la capacité supplémentaire totale ajoutée depuis le 31 décembre 2020. La norme de rendement prévue à la colonne 3 de l'alinéa 38c) de l'annexe 1 (c.-à-d. 370 tonnes deCO₂e/gigawattheure) continue de s'appliquer à la partie de la production d'électricité qui est attribuée à la capacité existante au 31 décembre 2020. Par conséquent, la production d'électricité provenant de l'équipement dont la capacité de production d'électricité a augmenté et qui répond aux critères du paragraphe 36.2(1) doit être répartie à l'aide d'estimations techniques, comme prévu au paragraphe 36.2(3). Il s'agit de la quantité brute d'électricité produite par l'équipement qui est référée dans la description des éléments E et F de la formule prévue au paragraphe 36.2(2). Il convient de noter que la production

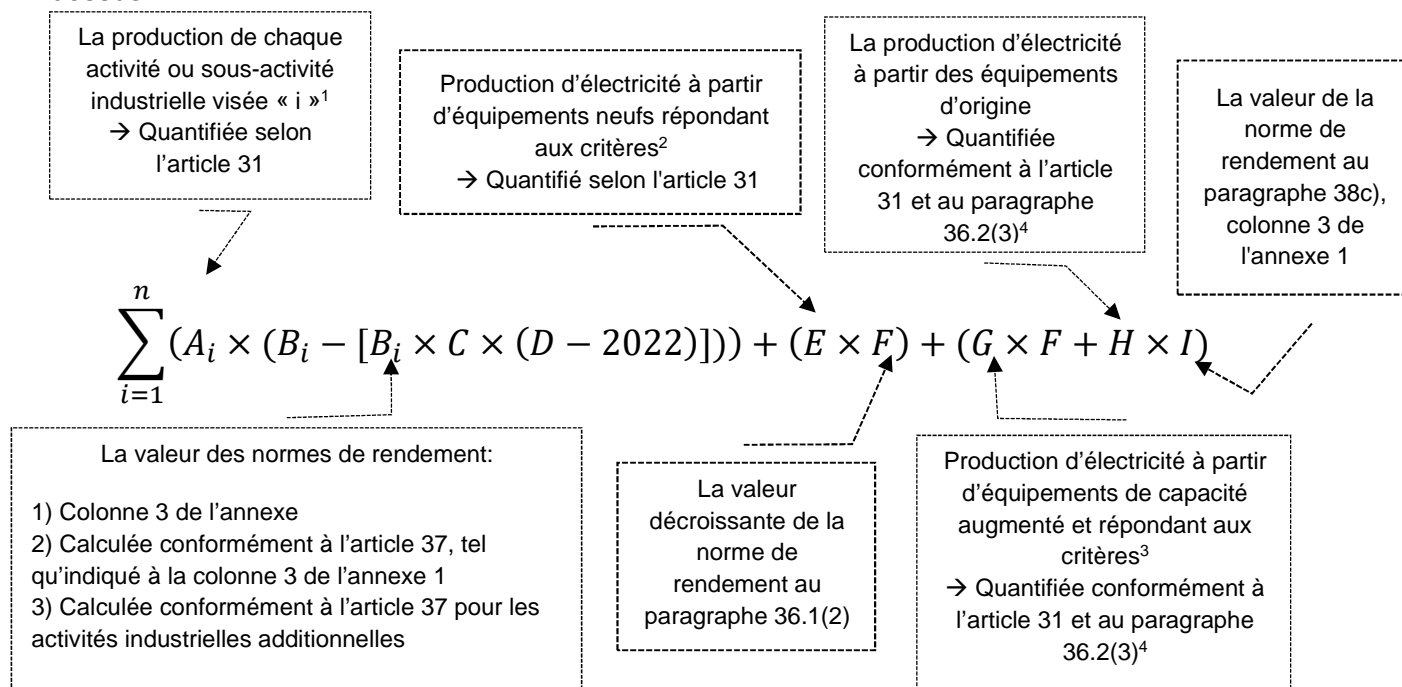
d'électricité est soumise à un taux de resserrement de 0 % et que les autres activités seront soumises au taux de resserrement applicable, comme prévu au paragraphe 36.2(2).

Conformément au paragraphe 36.2(4), toute augmentation de la capacité de production d'électricité à l'installation est cumulative. Par conséquent, dans le cas d'une installation qui augmente sa capacité au fil du temps, la valeur décroissante de la norme de rendement ne s'appliquera que lorsque l'installation aura atteint une capacité accrue de 50 MW par rapport à sa capacité au 31 décembre 2020. Il est à noter que la norme de rendement décroissante ne s'applique que si l'équipement issu de la capacité accrue a également un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

Lorsque la norme de rendement décroissante prévue au paragraphe 36.1(2) s'applique à une installation industrielle pour une période de conformité donnée, elle continuera de s'appliquer pour toutes les périodes de conformité subséquentes, même si :

- (a) l'installation ne produit plus d'électricité à partir de combustibles gazeux ou le rapport énergie thermique-électricité de l'équipement en cause change pour devenir égal ou supérieur à 0,9 conformément à l'article 36.1 ; ou
- (b) l'équipement visé à l'article 36.2 ne produit plus d'électricité à partir de combustibles gazeux ou son rapport énergie thermique-électricité change pour devenir égal ou supérieur à 0,9.

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions au paragraphe 36.2(2). Les variables C et D sont les mêmes que dans les équations de limites d'émission ci-dessus.



¹ Si l'installation produit de l'électricité à partir de combustibles gazeux (alinéa 38c) de l'annexe 1), alors la production des équipements décrits aux éléments E, G et H n'est pas incluse. La production d'électricité à partir de combustibles solides ou liquides

est représentée à l'élément A.

² L'équipement qui a commencé à produire de l'électricité à partir de combustibles gazeux le 1^{er} janvier 2021 ou après cette date est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

³ L'équipement à capacité de production d'électricité accrue dont le rapport énergie thermique-électricité est inférieur à 0,9.

⁴ La quantité brute d'électricité produite par l'équipement visé à la description des éléments G et H doit être répartie selon les estimations techniques prévues au paragraphe 36.2(3).

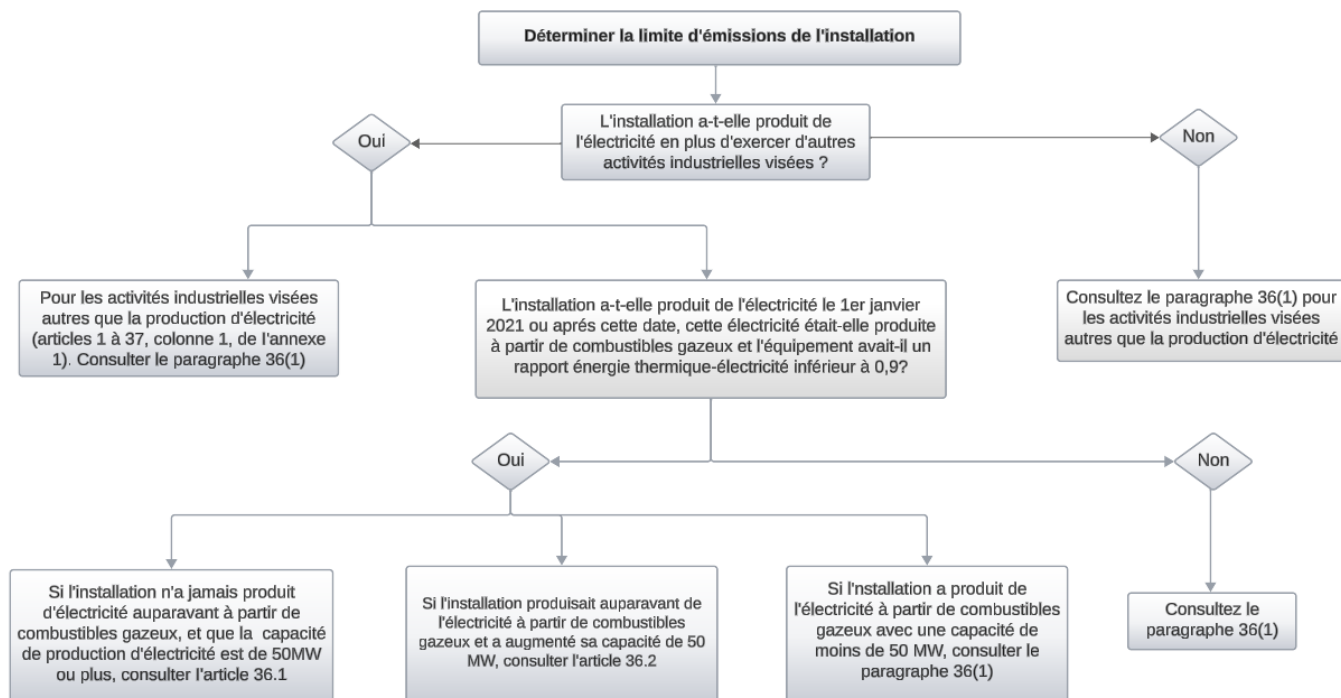


Figure 7 : Limite d'émissions pour les installations industrielles

Exemple 6 : Limite d'émissions pour une installation dont la capacité de production d'électricité est augmentée

Une installation industrielle, autre qu'une installation de production d'électricité, fabrique les produits 1 et 2, en plus de produire de l'électricité à partir du gaz naturel. Le 1^{er} janvier 2022, l'installation a mis en place une turbine au gaz naturel pour augmenter la capacité de production de son équipement de production d'électricité de 60 MW. Cette turbine fonctionne à un rapport énergie thermique-électricité de 0,75.

Le tableau ci-dessous indique la production de l'installation pour toutes les activités industrielles et les normes de rendement applicables afin de calculer la limite d'émissions de l'installation.

	Production en 2022	Norme de rendement applicables	Taux de resserrement applicable
Produit 1	65 000 tonnes	0,25 tonnes de CO _{2e} /tonnes de produit 1	1 %
Produit 2	85 000 tonnes	0,30 tonnes de CO _{2e} /tonnes de produit 2	2 %
Production d'électricité	500 GWh	288 et 370 tonnes de CO _{2e} /gigawattheure	0 %

La limite d'émissions de l'installation pour la période de conformité 2023 doit être calculée à l'aide de la formule ci-dessous, comme prévu au paragraphe 36.2(2), puisque la capacité de production d'électricité a été augmentée de 50 MW ou plus et l'équipement fonctionne à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

$$\sum_{i=1}^n (A_i \times (B_i - [B_i \times C \times (D - 2022)])) + (E \times F) + (G \times F + H \times I)$$

$$= (A_1 \times (B_1 - [B_1 \times C_1 \times (D - 2022)])) + (A_2 \times (B_2 - [B_2 \times C_2 \times (D - 2022)])) + (E \times F) + (G \times F + H \times I)$$

- Les valeurs A₁ et A₂ correspondent à la production des produits 1 et 2.
- Les valeurs B₁ et B₂ correspondent aux normes de rendement pour la production des produits 1 et 2.
- Les valeurs de C₁ et C₂ correspondent aux taux de ressernements pertinents pour les produits 1 et 2.
- La valeur de D correspond à l'année de la période de conformité.
- La valeur de E correspond à 0, puisque l'installation n'a pas commencé à produire de l'électricité à partir de la combustion de combustibles gazeux en date du ou après le 1^{er} janvier 2021 à partir d'un équipement conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.
- La valeur de F correspond à 288 tonnes de CO_{2e}/GWh, soit la norme de rendement décroissante pour la période de conformité 2023.
- La valeur de G correspond à la quantité d'électricité produite par l'installation qui est répartie en fonction de la capacité de la nouvelle turbine par rapport à la capacité totale de production d'électricité de l'installation.
- La valeur de H correspond à la quantité d'électricité produite par l'installation qui est répartie en fonction de la capacité de l'équipement existant par rapport à la capacité totale de production d'électricité de l'installation.
- La valeur de I correspond à 370 tonnes de CO_{2e}/GWh, soit la norme de rendement applicable pour les équipements existants qui produisent de l'électricité à partir de combustible gazeux.

Les valeurs de G et H sont calculées en fonction de la répartition de la production d'électricité provenant du nouvel équipement et de l'équipement existant par rapport à la capacité totale de production d'électricité de l'installation. La capacité de production d'électricité de l'équipement existant et de la nouvelle turbine est de 160 et 60 MW, respectivement.

$$\text{nouvelle turbine répartie} = \frac{60 \text{ MW}}{160 \text{ MW} + 60 \text{ MW}} \approx 0,2727$$

$$\text{répartition de l'équipement existant} = 1 - 0,2727 \approx 0,7273$$

Électricité de la nouvelle turbine répartie (élément E)

$$\begin{aligned} &= 0,2727 \times \text{production totale d'électricité de l'installation} \\ &= 0,2727 \times 500 \text{ GWh} = 136,35 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Électricité de l'équipement existant répartie (élément F)

$$\begin{aligned} &= 0,7273 \times \text{production totale d'électricité de l'installation} \\ &= 0,7273 \times 500 \text{ GWh} = 363,65 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Limite d'émissions =

$$\begin{aligned} &= (A_1 \times (B_1 - [B_1 \times C \times (D - 2022)])) + (A_2 \times (B_2 - [B_2 \times C \times (D - 2022)])) \\ &+ (E \times F) + (G \times F + H \times I) \\ &= \left(65\,000 \text{ tonnes de produit 1} \right. \\ &\times \left(0,25 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de produit 1}} \right. \\ &\left. \left. - \left[0,25 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de produit 1}} \times 0,01 \times (2023 - 2022) \right] \right) \right) \\ &+ \left(85\,000 \text{ tonnes de produit 2} \right. \\ &\times \left(0,30 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de produit 2}} \right. \\ &\left. \left. - \left[0,30 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de produit 2}} \times 0,02 \times (2023 - 2022) \right] \right) \right) \\ &+ \left(0 \times 288 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{GWh}} \right) \\ &+ \left(136,35 \text{ GWh} \times 288 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{GWh}} + 363,65 \text{ GWh} \times 370 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{GWh}} \right) \\ &= 214\,896,8 \text{ tonnes de CO}_2\text{e} \end{aligned}$$

La limite d'émissions de l'installation est de 214 897 tonnes de CO₂e.

7.2 Limite d'émissions pour les installations de production d'électricité

7.2.1 Règle générale

Une installation de production d'électricité doit déterminer sa limite d'émissions au moyen de la formule prévue à l'article 41. La limite d'émissions d'une installation de production d'électricité est basée sur la somme de la somme, pour chacun des groupes, des produits de la multiplication de la quantité d'électricité produite, calculée conformément à l'article 32, par la norme de rendement applicable aux types de combustible utilisés par le groupe. Veuillez noter qu'aucun taux de resserrement ne s'applique aux installations de production d'électricité. Toutefois, conformément au paragraphe 41(2), si un groupe est enregistré en vertu du *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon* et qu'il a utilisé du combustible solide en 2018, la norme de rendement pour le combustible solide doit être utilisée, quel que soit le type de combustible fossile réellement utilisé. Cela comprend les chaudières modifiées qui brûlent deux combustibles comme le charbon et le gaz naturel ou les chaudières entièrement converties pour brûler seulement du gaz naturel.

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions prévue au paragraphe 41(1).

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (A_j \times B_j)_i$$

Production d'électricité à partir de chaque groupe « i »
→ Quantifiée selon l'article 32

Valeur de la norme de rendement aux alinéas 38a) à c), colonne 3 de l'annexe 1 pour ce groupe « i »

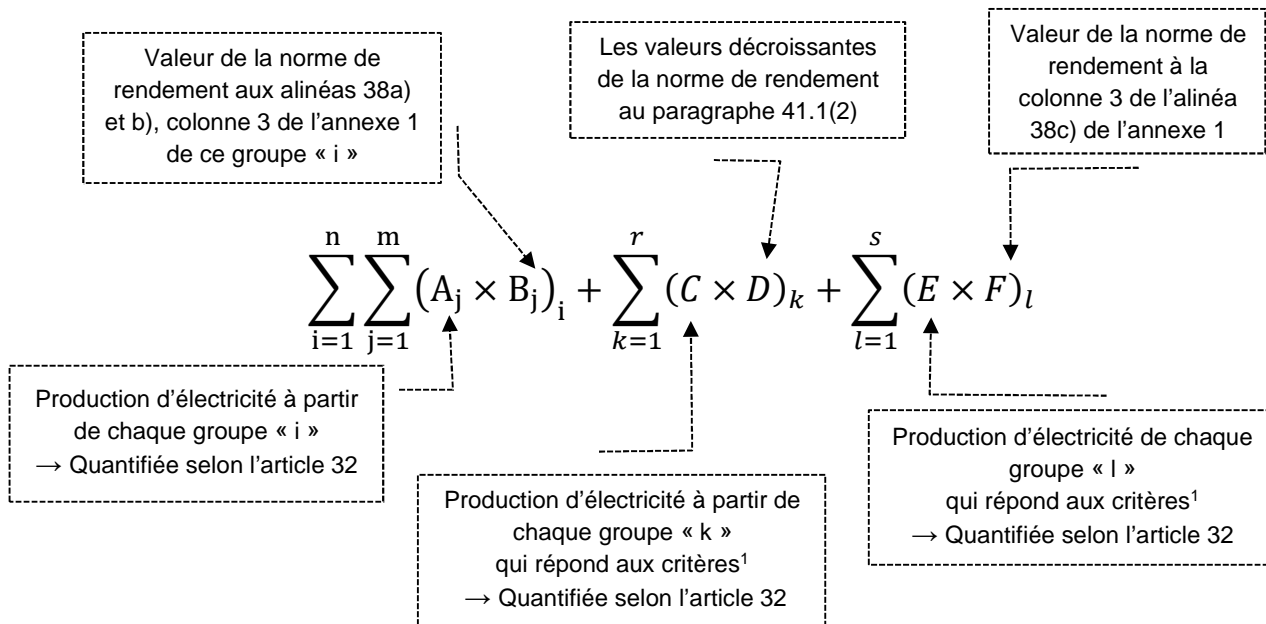
7.2.2 Nouvelle production d'électricité

La limite d'émissions doit être calculée au moyen de la formule prévue au paragraphe 41.1(2) pour une nouvelle installation de production d'électricité qui commence à produire de l'électricité à compter du 1^{er} janvier 2021 et qui répond également aux autres critères prévus au paragraphe 41.1(1), également énumérés ci-dessous :

- i. L'installation de production d'électricité est constituée d'au moins un groupe qui produit de l'électricité à l'aide de combustibles gazeux ;
- ii. Le groupe a une capacité supérieure ou égale à 50 MW et est conçu pour fonctionner à un rapport thermique-électricité inférieur à 0,9.

Si les critères ci-dessus sont respectés, la limite d'émissions pour l'installation est calculée au moyen de la formule prévue au paragraphe 41.1(2) et non de celle prévue à l'article 41. La norme de rendement (c.-à-d. la norme de rendement décroissante) indiquée dans la description de la variable D au paragraphe 41.1(2) s'appliquerait au lieu de la norme de rendement prévue à l'alinéa 38c) de la colonne 1 de l'annexe 1 (c.-à-d. 370 tonnes de CO₂e/gigawattheure).

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions prévue au paragraphe 41.1(2)



¹ Le groupe produit de l'électricité à partir de combustibles gazeux, a une capacité de production d'électricité égale ou supérieure à 50 MW et est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9 le ou après le 1^{er} janvier 2021.

7.2.3 Augmentation de la capacité de production d'électricité

Dans le cas d'une installation de production d'électricité qui, le 1^{er} janvier 2021 ou après cette date, a augmenté sa capacité de production d'électricité à partir de combustibles gazeux d'au moins 50 MW au moyen d'un groupe conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9, la formule prévue au paragraphe 41.2(2) et la norme de rendement décroissante prévue à la description de l'élément D prévue au paragraphe 41.1(2) doivent être utilisées. L'exemple ci-dessous illustre la façon de calculer la limite d'émissions pour une installation de production d'électricité qui a augmenté sa capacité.

Conformément au paragraphe 41.2(3), la norme de rendement décroissante s'applique **uniquement** à la partie de la production de ce groupe qui est attribuée à la capacité supplémentaire totale ajoutée depuis le 31 décembre 2020. La norme de rendement prévue à la colonne 3 de l'alinéa 38c) de l'annexe 1 (c.-à-d. 370 tonnes de CO₂e/gigawattheure) continue de s'appliquer à la partie de la production d'électricité qui est attribuée à la capacité existante au 31 décembre 2020 de ce groupe. Par conséquent, le groupe dont la capacité de production d'électricité a été augmentée et qui répond aux critères prévus au paragraphe 41.2(1) doit répartir la quantité brute d'électricité produite par le groupe visé aux descriptions E et F du paragraphe 41.2(2) en utilisant des estimations techniques.

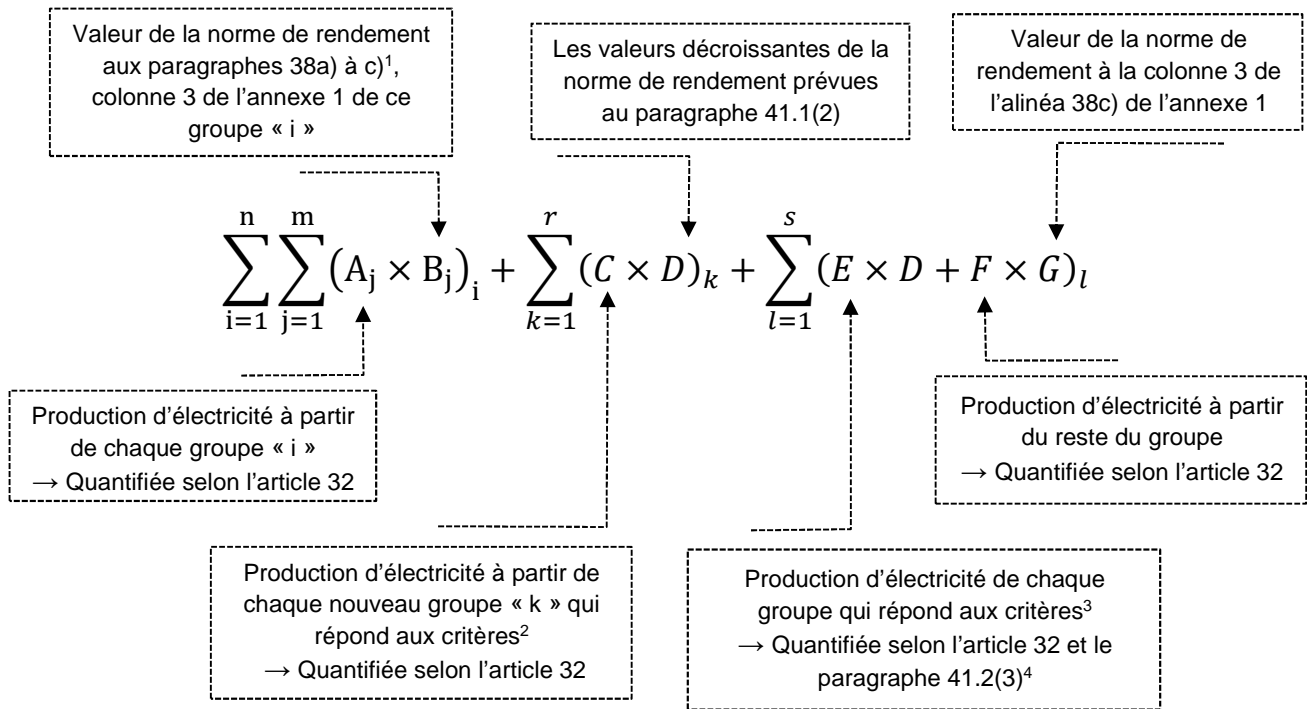
Conformément au paragraphe 41.2(4), toute augmentation de la capacité de production d'électricité à un groupe est cumulative. Par conséquent, pour un groupe qui augmente sa

capacité au fil du temps, la norme de rendement décroissante s'appliquerait une fois que le groupe aura atteint une capacité accrue de 50 MW par rapport à sa capacité au 31 décembre 2020. Il est à noter que le groupe doit être conçu pour fonctionner avec un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

Conformément à l'article 41.3, lorsqu'une installation de production d'électricité produit de l'électricité à partir de combustibles gazeux provenant d'au moins un groupe et que la norme de rendement décroissante prévue au paragraphe 41.1(2) s'applique pour une période de conformité antérieure, cette norme de rendement continuera de s'appliquer pour toutes les périodes de conformité subséquentes, même si :

- (a) le groupe ou l'ensemble de groupes ne produit plus d'électricité à partir de combustibles gazeux ; ou
- (b) le groupe est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité égal ou supérieur à 0,9.

Voir ci-dessous les détails de la formule pour le calcul de la limite d'émissions prévue au paragraphe 41.2(2).



¹ Si le groupe produit de l'électricité à partir de combustibles gazeux (alinéa 38c) de l'annexe 1), la production comprend celle provenant des groupes qui produisaient de l'électricité avant l'augmentation de la capacité de l'installation, à l'exception de la production provenant des groupes décrits aux éléments E ou F. Cela comprend aussi la production provenant d'un groupe qui a commencé à produire de l'électricité le 1^{er} janvier 2021 ou après, si le groupe a une capacité de production d'électricité de moins de 50 MW ou est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité de 0,9 ou plus.

² Un groupe qui a commencé à produire de l'électricité à partir de combustibles gazeux le 1^{er} janvier 2021 ou après, qui a une capacité de production d'électricité égale ou supérieure à 50 MW et qui est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

³ Un groupe qui a produit de l'électricité à partir de combustibles gazeux avant l'augmentation de la capacité de production d'électricité de l'installation et dont la capacité de production d'électricité a été augmentée de 50 MW ou plus et qui est conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

⁴ La quantité brute d'électricité produite par l'équipement visé à la description des éléments E et F doit être répartie selon les estimations techniques.

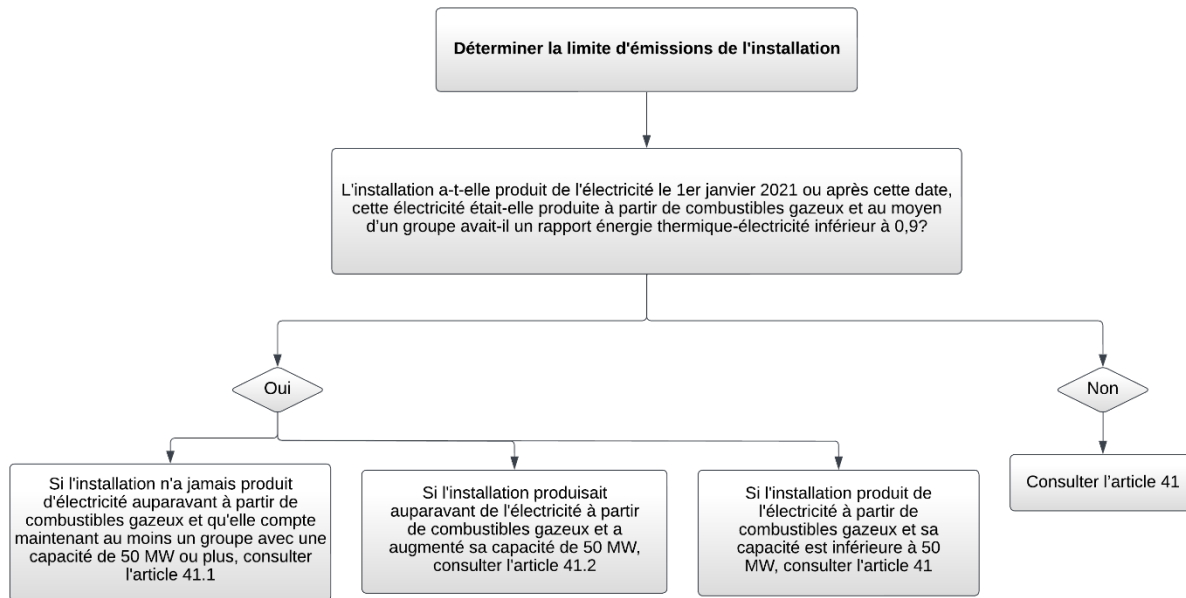


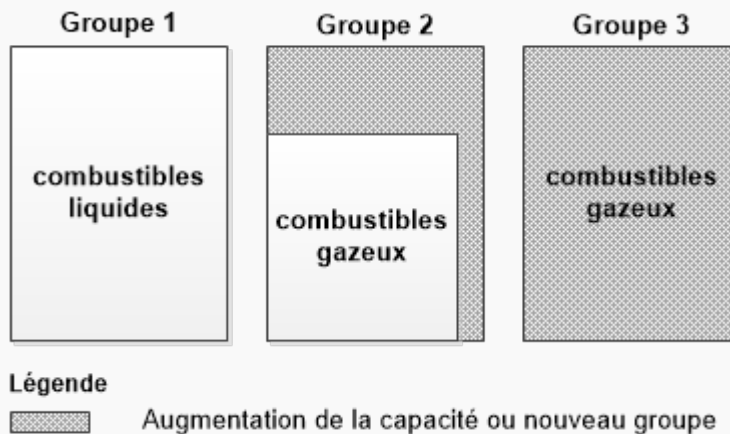
Figure 8 : Limite d'émissions pour une installation de production d'électricité

Exemple 7 : Limite d'émissions pour une installation dont la capacité de production d'électricité est augmentée

Une installation de production d'électricité est constituée de deux groupes pour produire de l'électricité à partir de combustibles fossiles. Le groupe 1 utilise du diesel pour produire de l'électricité et le groupe 2 utilise du gaz naturel.

En janvier 2022, l'installation a mis en place une nouvelle turbine pour produire de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel d'une capacité de 60 MW conçue pour fonctionner à un ratio énergie thermique-électricité de 0,75. La nouvelle turbine est intégrée au groupe 2.

L'installation a aussi construit un troisième groupe (groupe 3) en janvier 2022 qui n'est pas intégré aux groupes 1 et 2. Le groupe 3 produit de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel, a une capacité de 80 MW et est conçu pour fonctionner avec un rapport énergie thermique-électricité de 0,80. Le diagramme ci-dessous montre la configuration de chaque groupe de l'installation.



Le tableau ci-dessous démontre la production d'électricité de l'installation à partir de chaque groupe et les normes de rendement applicables. L'installation doit calculer la limite d'émissions pour 2022 à l'aide de la formule ci-dessous.

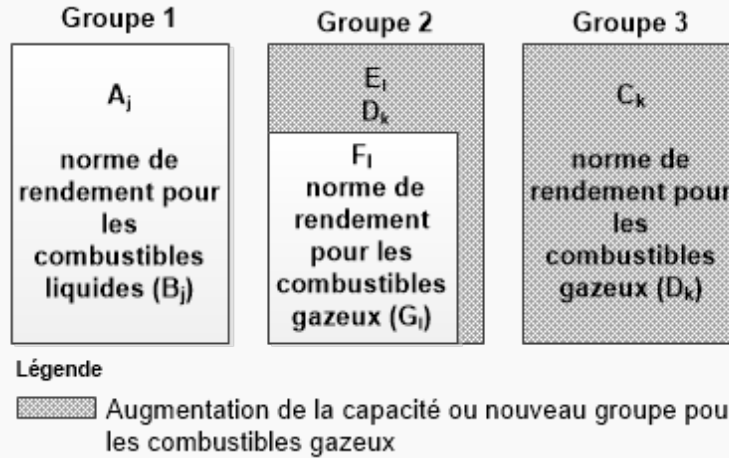
	Production en 2022	Normes de rendement applicables
Groupe 1	600 GWh	550 tonnes de CO _{2e} /GWh
Groupe 2	500 GWh	370 et 329 tonnes de CO _{2e} /GWh
Groupe 3	200 GWh	329 tonnes de CO _{2e} /GWh

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (A_j \times B_j)_i + \sum_{k=1}^r (C \times D)_k + \sum_{l=1}^s (E \times D + F \times G)_l \\
 & = [(A_1 \times B_1)_{1,1}] + (C_1 \times D_1) + (E_1 \times D_1 + F_1 \times G_1) \\
 & = (A_{1,1} \times B_{1,1}) + (C_1 \times D_1) + (E_1 \times D_1 + F_1 \times G_1)
 \end{aligned}$$

- La valeur de $A_{1,1}$ correspond à 600 GWh, soit la quantité brute d'électricité produite à partir de combustibles liquides dans le groupe 1.
- La valeur de $B_{1,1}$ correspond à 550 tonnes de CO_{2e} /GWh, soit la norme de rendement applicable pour les combustibles liquides.
- La valeur de C_1 correspond à 200 GWh, soit la quantité brute d'électricité produite à partir de combustibles gazeux dans le groupe 3.
- La valeur de D_1 correspond à 329 tonnes de CO_{2e} /GWh, soit la norme de rendement décroissante pour la période de conformité 2022.
- La valeur E_1 correspond à la quantité d'électricité produite par l'installation qui est répartie en fonction de la capacité de la nouvelle turbine par rapport à la capacité totale de production d'électricité du groupe 2.
- La valeur F_1 correspond à la quantité d'électricité produite par l'installation qui est répartie en fonction de la capacité de l'ancien équipement par rapport à la capacité totale de production d'électricité du groupe pour le groupe 2.

- La valeur G_1 correspond à 370 tonnes de CO_2e /GWh, soit la norme de rendement applicable pour l'équipement existant (en place avant le 1^{er} janvier 2021) qui produit de l'électricité à partir de combustible gazeux pour le groupe 2.

La figure ci-dessous illustre comment chaque variable s'applique à chaque groupe.



1. Les valeurs E_1 et F_1 sont calculées en fonction de la répartition de la production d'électricité de l'équipement nouveau et existant par rapport à la capacité totale de production d'électricité de l'installation. La capacité de production d'électricité de l'équipement existant et de la nouvelle turbine est de 160 et 60 MW, respectivement.

$$\text{nouvelle turbine répartie} = \frac{60 \text{ MW}}{160 \text{ MW} + 60 \text{ MW}} \approx 0,2727$$

$$\text{répartition de l'équipement existant} = 1 - 0,2727 \approx 0,7273$$

Électricité de la nouvelle turbine répartie (variable E_1)

$$\begin{aligned}
 &= 0,2727 \times \text{production totale d'électricité du groupe} = 0,2727 \times 500 \text{ GWh} \\
 &= 136,35 \text{ GWh}
 \end{aligned}$$

Électricité de l'équipement existant répartie (variable F_1)

$$\begin{aligned}
 &= 0,7273 \times \text{production totale d'électricité du groupe} = 0,7273 \times 500 \text{ GWh} \\
 &= 363,65 \text{ GWh}
 \end{aligned}$$

$$\text{Limite d'émissions} = (A_{1,1} \times B_{1,1}) + (C_1 \times D_1) + (E_1 \times D_1 + F_1 \times G_1)$$

$$\begin{aligned}
 &= \left(600 \text{ GWh} \times 550 \frac{\text{tonnes de } CO_2e}{\text{GWh}} \right) + \left(200 \text{ GWh} \times 329 \frac{\text{tonnes de } CO_2e}{\text{GWh}} \right) \\
 &+ \left(136,35 \text{ GWh} \times 329 \frac{\text{tonnes de } CO_2e}{\text{GWh}} + 363,65 \text{ GWh} \times 370 \frac{\text{tonnes de } CO_2e}{\text{GWh}} \right) \\
 &= 575\,210 \text{ tonnes de } CO_2e
 \end{aligned}$$

La limite d'émissions de l'installation de production d'électricité est de 575 210 tonnes de CO_{2e}.

7.3 Installations assujetties récentes

Conformément à l'article 43, une exception s'applique en ce qui concerne le calcul de la limite d'émissions pour les installations assujetties récentes. Un calcul de la limite d'émissions n'est pas requis si, au 1^{er} janvier d'une période de conformité, l'installation ne comprend pas deux années civiles de production depuis la date où celle-ci a commencé sa production, et si l'activité principale exercée à l'installation est une activité industrielle visée. La date de première production est la date à laquelle n'importe quelle activité industrielle a commencé à être exercée à l'installation.

Toutefois, l'exception ci-dessus ne s'applique pas à une installation récente de production d'électricité qui commence à produire de l'électricité le 1^{er} janvier 2021 ou après.

7.4 Norme de rendement calculée

Certaines activités industrielles visées nécessitent le calcul d'une norme de rendement selon la formule prévue au paragraphe 37(1). Le résultat du calcul de la norme de rendement doit être arrondi à trois chiffres significatifs, conformément au paragraphe 37(4). Il existe trois cas généraux qui sont décrits ci-dessous afin de fournir des informations sur le moment où la personne responsable d'une installation doit calculer sa norme de rendement.

7.4.1 Cas 1 : Installations existantes où sont exercées des activités figurant à l'annexe 1

Ce cas s'applique aux installations déjà en exploitation où sont exercées une ou plusieurs activités industrielles figurant à la colonne 1 de l'annexe 1 et où la colonne 3 de l'annexe 1 indique que la norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37.

La formule pour calculer une norme de rendement est prévue au paragraphe 37(1). Pour les installations, à l'exception des nouvelles installations assujetties, où sont exercées des activités industrielles figurant à la colonne 1 de l'annexe 1, les années de référence à utiliser dans le calcul sont prévues à l'alinéa 37(2)a), et sont :

- i. les années civiles 2017, 2018 et 2019 ;
- ii. les trois années civiles précédant la période de conformité, si les données ne sont pas disponibles pour les années civiles 2017, 2018 et 2019 ;
- iii. la période de conformité, comme l'illustre l'exemple ci-dessous.

Toutefois, pour les installations assujetties récentes, voir le cas 2 pour plus de détails.

Pour déterminer la limite d'émissions, comme prévu au paragraphe 36(5), la norme de rendement ne doit être calculée qu'une seule fois pour le premier rapport annuel. Une exception à cette exigence est prévue à l'article 39, qui s'applique lorsque la norme de rendement a été calculée conformément au paragraphe 37(2.1). La norme de rendement doit être calculée à nouveau

conformément au paragraphe 37(1) en vue de la troisième période de conformité qui suit la période de conformité pendant laquelle le calcul original de la norme a été fait.

Exemple 8 : Norme de rendement calculée pour le cas 1

Une installation où sont exercées des activités figurant à l'annexe 1 produit les produits 1, 2 et 3, en plus de produire de l'électricité. L'installation exerce également l'activité 1 qui n'est pas une activité industrielle visée et dont la quantité de GES représente 20 % ou plus de la quantité totale de GES de l'installation. Des normes de rendement numériques s'appliquent pour la production des produits 1 et 2, toutefois une norme de rendement doit être calculée pour la production du produit 3. Les années civiles 2017 et 2018 ont été choisies comme années de référence pour le calcul de la norme de rendement. Le tableau ci-dessous présente les données sur les quantités de GES et la production de l'installation pour les années 2017, 2018 et 2019.

	Quantité de GES en 2017 (tonnes de CO ₂ e)	Quantité de GES en 2018 (tonnes de CO ₂ e)	Quantité de GES en 2019 (tonnes de CO ₂ e)	Production en 2017	Production en 2018	Production en 2019
Produit 1	2 000 000	2 500 000	3 000 000	50 000 tonnes	55 000 tonnes	60 000 tonnes
Produit 2	2 500 000	3 000 000	3 000 000	60 000 tonnes	65 000 tonnes	65 000 tonnes
Produit 3	3 500 000	4 000 000	3 500 000	70 000 tonnes	75 000 tonnes	70 000 tonnes
Activité 1	4 000 000	4 500 000	4 500 000	-	-	-
Production d'électricité	1 000 000	1 000 000	1 000 000	2 500 GWh	3 750 GWh	3 500 GWh
Total de l'installation	13 000 000	15 000 000	15 000 000	-	-	-

L'installation calcule la norme de rendement pour la production du produit 3 à l'aide de la formule suivante, tel que prévu au paragraphe 37(1) :

$$\frac{\sum_{i=1}^n (A - (B + C + F - G))_i}{\sum_{i=1}^n D_i} \times E$$

$$= \left[\frac{(A - B - C - F + G)_{2017} + (A - B - C - F + G)_{2018} + (A - B - C - F + G)_{2019}}{D_{2017} + D_{2018} + D_{2019}} \right] \times E$$

- Les valeurs de A correspondent à 13 000 000, 15 000 000, et 15 000 000 de tonnes de CO₂e pour 2017, 2018, et 2019, respectivement, et constituent la quantité totale de GES provenant de l'installation.
- La valeur B correspond à zéro parce que l'installation n'a pas achetée ni vendue d'énergie thermique.
- La valeur C correspond la quantité de GES associée à la production des produits 1, 2 et de l'électricité. Ce paramètre n'inclut pas la quantité de GES associée à la production du produit 3. Les valeurs sont de 5 500 000, 6 500 000, et 7 000 000 pour 2017, 2018, et 2019, respectivement.
- La valeur D correspond à 70 000, 75 000, et 70 000 tonnes de produit 3 en 2017, 2018, et 2019, respectivement, et représente la production totale pour la norme de rendement qui est calculée.
- Dans ce cas, la valeur E correspond à 80 %. Le paragraphe 37(1) énonce les valeurs de E par activité industrielle.
- La valeur F correspond à la quantité totale de GES provenant de l'activité 1 exercée à l'installation qui n'est pas une activité industrielle visée, et cette quantité représente 20 % ou plus de la quantité totale de GES de l'installation. Les valeurs sont de 4 000 000, 4 500 000 et 4 500 000 et de tonnes de CO₂e pour 2017, 2018 et 2019, respectivement.
- La valeur G correspond à la quantité totale de GES captée et stockée conformément à la description de B prévue à l'article 35 du Règlement. Cette installation ne capture ni ne stocke du carbone, la valeur de G est donc 0 pour 2017, 2018 et 2019.

$$= \left[\frac{(A - B - C - F + G)_{2017} + (A - B - C - F + G)_{2018} + (A - B - C - F + G)_{2019}}{D_{2017} + D_{2018} + D_{2019}} \right] \times E$$

$$= \left[\frac{(13,000,000 - 0 - 5,500,000 - 4,000,000 + 0) + (15,000,000 - 0 - 6,500,000 - 4,500,000 + 0) + (15,000,000 - 0 - 7,000,000 - 4,500,000 + 0)}{(70,000 + 75,000 + 70,000)} \right] \times 0.80$$

$$40,93 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de produit 3}}$$

La norme de rendement pour la production du produit 3 est de 40,9 tonnes de CO₂e/tonne de produit 3, lorsqu'arrondie à trois chiffres significatifs. La valeur de la norme de rendement n'est calculée qu'une seule fois pour le premier rapport annuel.

7.4.2 Cas 2 : Installation assujettie récente où est exercée une activité figurant à l'annexe 1

Une installation où est exercée une activité industrielle figurant à la colonne 1 de l'annexe 1 et qui est visée par les dispositions relatives aux installations assujetties récentes prévues à l'article 43 a des exigences particulières relatives aux années de référence pour le calcul de la norme de rendement. Pour ces installations, conformément à l'alinéa 37(2)(b), les années de référence sont :

- (i) les deux années civiles précédant la période de conformité pour laquelle la limite d'émissions est calculée, si les données sont disponibles pour ces années ;

(ii) l'année civile précédant la période de conformité pour laquelle la limite d'émissions est calculée, si les données ne sont pas disponibles pour les deux années civiles visées au point i) ;

(iii) la période de conformité pour laquelle la limite d'émissions est calculée, si les données des années civiles précédentes ne sont pas disponibles.

Exemple 9 : Norme de rendement calculée pour le cas 2

Une installation assujettie récente où est exercée une activité industrielle figurant à la colonne 1 de l'annexe 1 et pour laquelle une norme de rendement calculée est requise, calculera sa norme de rendement pour l'activité industrielle donnée en se fondant sur les mêmes calculs que dans le cas 1. Toutefois, il existe des exigences spécifiques liées aux années de référence pour le calcul de la norme de rendement d'une installation récente.

Par exemple, prenons une installation récente où une activité industrielle n'a jamais été exercée avant sa mise en exploitation le 1^{er} juin 2020. Au 1^{er} janvier 2021 et 1^{er} janvier 2022, l'installation n'a pas terminé deux années civiles de production après la date où elle a commencé sa production. Par conséquent, pour les périodes de conformité de 2020, 2021 et 2022, une limite d'émissions n'a pas à être calculée (c.-à-d. que les articles 36 à 42 ne sont pas applicables). La première période de conformité pour laquelle une limite d'émissions doit être calculée s'étend du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023. Les années de référence que l'installation peut utiliser dans le rapport annuel pour la période de conformité 2023 sont les suivantes, selon les scénarios :

Scénario 1 :

- Date à laquelle l'installation demande la désignation : 1^{er} juin 2020
- Rapports annuels disponibles pour les périodes de conformité : 2020 (partielle), 2021, 2022 et 2023
- Rapports annuels transmis avant 2023 sans limite d'émissions, tel que prévu aux alinéas 11(1)e) et f) : 2020 (partielle), 2021 et 2022
- Années de référence utilisées pour le calcul de la norme de rendement, tel que prévu au sous-alinéa 37(2)b(i) : 2021 et 2022

Scénario 2 :

- Date à laquelle l'installation demande la désignation : 1^{er} juin 2021
- Rapports annuels disponibles pour les périodes de conformité : 2021 (partielle), 2022 et 2023
- Rapports annuels transmis avant 2023 sans limite d'émissions, tel que prévu aux alinéas 11(1)e) et f) : 2021 (partielle) et 2022
- Années de référence utilisées pour le calcul de la norme de rendement, tel que prévu au sous-alinéa 37(2)b(ii) : 2022

Scénario 3 :

- Date à laquelle l'installation demande la désignation : 1^{er} juin 2022
- Rapports annuels disponibles pour les périodes de conformité : 2022 (partielle) et 2023
- Rapports annuels transmis avant 2023 sans limite d'émissions, tel que prévu aux alinéas 11(1)e) et f) : 2021 (partielle)
- Années de référence utilisées pour le calcul de la norme de rendement, tel que prévu au sous-alinéa 37(2)b)(iii) : 2023

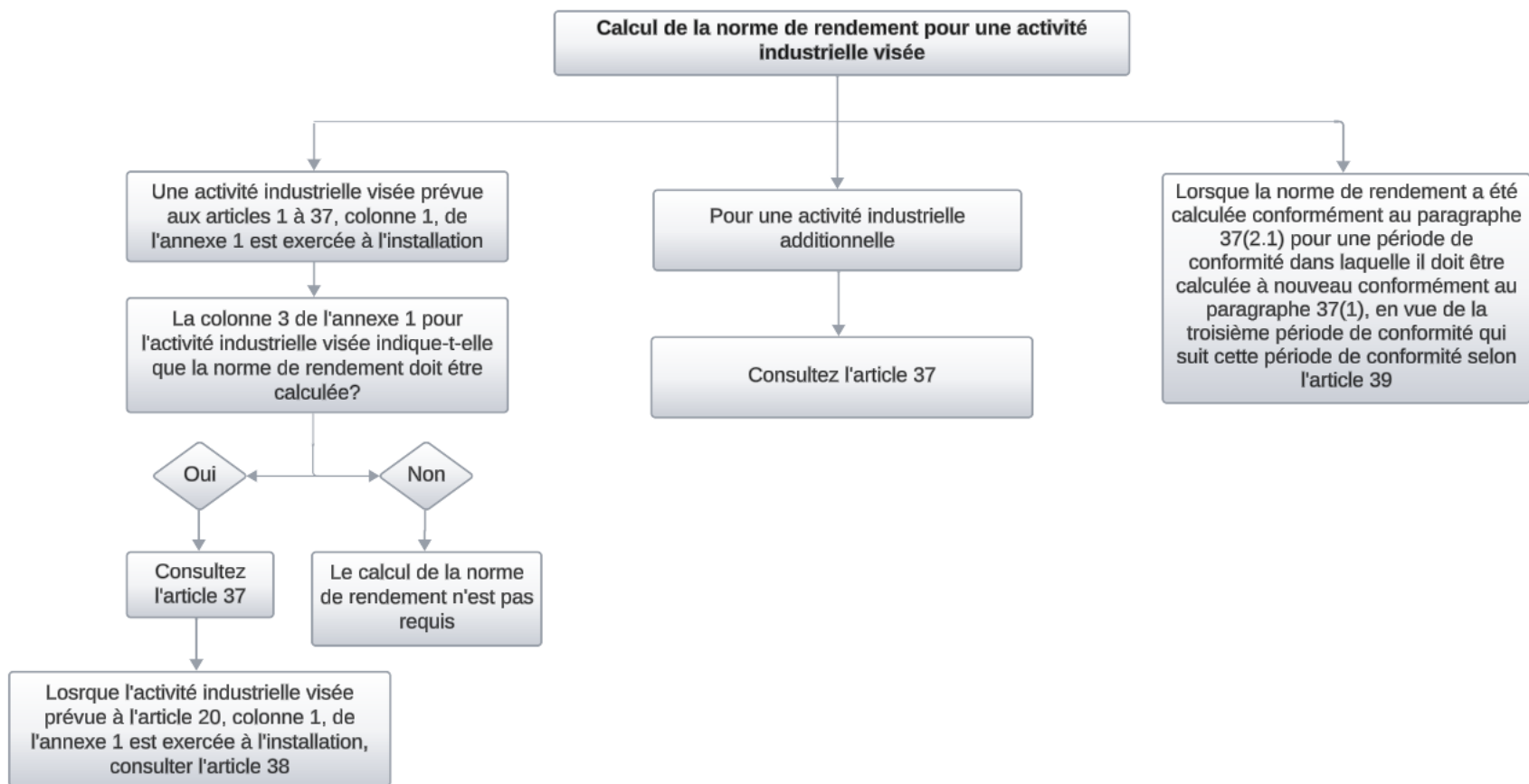


Figure 9 : Calcul de la norme de rendement par une installation.

8 RÉFÉRENCES DE QUANTIFICATION PAR SECTEUR

Tableau 2 : Références de quantification dans le Règlement par secteur

Secteur	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
	Quantification des GES	Quantification de la production	Renseignements supplémentaires pour la quantification et production de rapports
Tout, sauf les installations de production d'électricité	Articles 17 à 19, 22 à 25 et 35	Articles 31 et 33	Paragraphe 16(1)
Production pétrolière et gazière			
Production de bitume ou d'autres pétroles bruts	Partie 1 de l'annexe 3	Article 1 de l'annexe 1	S.O.
Transport de gaz naturel	Partie 5 de l'annexe 3	Article 5 de l'annexe 1 Section 2, partie 5 de l'annexe 3	S.O.
Traitement de minéraux			
Production de chaux	Partie 8 de l'annexe 3	Article 8 de l'annexe 1 Section 2, partie 8 de l'annexe 3	S.O.
Production de produits de gypse	Partie 10 de l'annexe 3	Article 10 de l'annexe 1	Paragraphe 12(2)
Produits chimiques			
Production d'éthanol	Partie 13 de l'annexe 3	Article 13 de l'annexe 1	Paragraphe 36(2)
Produits pharmaceutiques			
Fer, acier et tubes métalliques			
Production d'acier à base de ferraille	Partie 19 de l'annexe 3	Article 19 de l'annexe 1	Paragraphe 16(4)
Exploitation minière et traitement du minerai			
Production de métaux ou de diamant	Partie 26 de l'annexe 3	Article 26 de l'annexe 1	Paragrapes 16(8) et 16(9)

Secteur	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
	Quantification des GES	Quantification de la production	Renseignements supplémentaires pour la quantification et production de rapports
Engrais à base d'azote			
Production d'engrais à base d'azote	Partie 29 de l'annexe 3	Article 29 de l'annexe 1	Paragrapes 16(3) et 36(4)
Transformation alimentaire			
Transformation industrielle de pommes de terre	Partie 30 de l'annexe 3	Article 30 de l'annexe 1	S.O.
Transformation industrielle de graines oléagineuses	Partie 31 de l'annexe 3	Article 31 de l'annexe 1	
Production de pâtes et papiers	Partie 36 de l'annexe 3	Article 36 de l'annexe 1 Annexe 3, partie 36, section 2	
Production d'électricité			
Installations industrielles	Partie de l'annexe 3 qui s'applique à l'activité industrielle*	Article 38 de l'annexe 1 Annexe 3, partie 38, articles 6 et 7	Articles 36.1 et 36.2 , article 15 de l'annexe 2
Installations de production d'électricité	Articles 20 à 25 Partie 38 de l'annexe 3	Sections 32 et 33 Article 38 de l'annexe 1 Annexe 3, partie 38, articles 4 et 5	Articles 41.1 et 41.2 , articles 14 à 17 de l'annexe 2

9 EXIGENCES PROPRES AUX DIVERS SECTEURS

Les sections suivantes fournissent des directives supplémentaires sur la quantification des émissions et de la production, ainsi que sur les exigences en matière de contenu du rapport annuel pour les secteurs ayant des exigences de quantification particulières et du contenu additionnel dans le rapport annuel, tels que présentés dans la colonne 3 du tableau 2 du présent document. Cette section s'applique uniquement aux secteurs ou aux activités industrielles pour lesquels il existe des exigences particulières ou supplémentaires. Les sections ci-dessous fournissent également quelques exemples de calculs.

9.1 Production pétrolière et gazière

Cette section décrit les exigences de quantification prévues aux articles 12 et 16, ainsi que les dispositions transitoires qui s'appliquent spécifiquement aux installations de valorisation du bitume et de pétrole lourd, de raffinage de pétrole, de traitement du gaz naturel et de transport du gaz naturel (articles 2, 3, 4 et 5, colonne 1, de l'annexe 1).

9.1.1 *Transport du gaz naturel (article 5 de l'annexe 1).*

9.1.1.1 Quantification de la production

La section 2 de la partie 5 de l'annexe 3 précise comment quantifier la production gaz naturel de qualité gazoduc.

9.2 Traitement de minéraux

Cette section décrit les exigences de quantification à l'article 12 et à la section 2 de l'annexe 3, ainsi que les dispositions transitoires qui s'appliquent spécifiquement aux installations où sont exercées la production de ciment et de clinker, la production de chaux, la production de verre et la production de produits de gypse (articles 7, 8, 9 et 10 de l'annexe 1).

9.2.1 *Production de chaux (article 8 de l'annexe 1)*

9.2.1.1 Quantification de la production - Chaux dolomitique et chaux spécialisée

Pour éviter un double comptage, la quantité de chaux dolomitique produite correspond à la quantité de chaux dolomitique qui **n'a pas été utilisée** pour produire de la chaux spécialisée (section 2 de la partie 8 de l'annexe 3).

Exemple 10 : Quantification de la production

Une installation de production de chaux produit 40 000 tonnes de chaux dolomitique et utilise 10 000 tonnes de cette chaux dolomitique pour produire 10 000 tonnes de chaux spécialisée. La production de chaux dolomitique incluse au rapport annuel serait alors de 30 000 tonnes et de 10 000 tonnes pour la chaux spécialisée.

9.2.1.2 Norme de rendement calculée

Dans le cas d'une installation qui produit de la chaux dolomitique et de la chaux spécialisée (alinéas 8b) et c) de l'annexe 1), une norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37. Voir les exemples généraux des sections [7.4.1](#) et [7.4.2](#) du présent document sur la façon de calculer la norme de rendement pour ces activités.

9.2.2 Production de produits de gypse (article 10 de l'annexe 1)

9.2.2.1 Contenu additionnel - Produits de gypse

Tel que prévu au paragraphe 12(2), pour la production de produits de gypse, la quantité de chaque produit de gypse qui contient au moins 70 % en poids de sulfate de calcium dihydrate produit doit être incluse dans le rapport annuel, en plus de la somme de ces produits de gypse. Toutefois, lors du calcul de la limite d'émissions, la production pour cette activité correspond à la somme de la quantité de tous les produits de gypse produits.

9.2.2.2 Norme de rendement calculée

Dans le cas d'une installation qui produit des produits de gypse contenant au moins 70 % en poids de sulfate de calcium dihydrate (article 10 de l'annexe 1), une norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37. Voir les exemples généraux des sections [7.4.1](#) et [7.4.2](#) du présent document sur la façon de calculer la norme rendement pour cette activité.

9.3 Produits chimiques

Cette section décrit les exigences de quantification prévues aux articles 12, 16 et 36, aux dispositions transitoires et à la section 1 de l'annexe 3 qui s'appliquent spécifiquement aux installations où sont exercées la production d'éthanol, la production de noir de fourneau, la production de 2-méthylpentaméthylènediamine (MPMD) et la production de produits pétrochimiques (articles 13, 14, 15 et 17 de l'annexe 1).

9.3.1 Production d'éthanol (article 13 de l'annexe 1)

9.3.1.1 Limite d'émissions

Conformément au paragraphe 36(2), une installation où est exercée la production secondaire d'éthanol à base de céréales destiné à des applications industrielles (alinéa 13b) de l'annexe 1) doit déterminer sa limite d'émissions selon les exigences suivantes :

- a) La norme de rendement pour la production d'éthanol à base de céréales destiné à des applications industrielles (alinéa 13b) de l'annexe 1) ne peut être prise en compte dans le calcul de la limite d'émissions qu'à une installation où est aussi exercée la production d'éthanol à base de céréales destiné à être utilisé comme carburant (alinéa 13a) de l'annexe 1);
- b) Si la norme de rendement pour la production d'éthanol à base de céréales destiné à des applications industrielles (alinéa 13b) de l'annexe 1) est prise en compte dans le calcul de limite d'émissions, alors la production par distillation d'éthanol destiné à la production de

boissons alcooliques (article 32 de l'annexe 1) est réputée ne pas être exercée à l'installation. C'est-à-dire que la norme de rendement pour la production par distillation d'éthanol destiné à la production de boissons alcooliques ne peut pas être prise en compte dans le calcul de la limite d'émissions.

9.4 Fer, acier et tubes métalliques

Cette section décrit les exigences de quantification prévues à l'article 16 qui s'appliquent spécifiquement aux installations où est exercée la production d'acier à base de ferraille et les aciéries intégrées (articles 19 et 20 de l'annexe 1).

9.4.1 Production d'acier à partir de ferraille (article 19 de l'annexe 1)

9.4.1.1 Production additionnelle

Paragraphe 16(4) : Production additionnelle de tubes métalliques

Quantification des GES	Alinéa 16(4)a <ul style="list-style-type: none">• Pour l'application de l'article 17, quantifier les GES provenant de la production de tubes métalliques au moyen des méthodes de quantification applicables à la production d'acier à partir de ferraille (partie 19 de l'annexe 3 et alinéa 17(2)b), selon le cas.
Quantification de la production	Alinéa 16(4)b <ul style="list-style-type: none">• La production de tubes métalliques est réputée ne pas être exercée à l'installation aux fins de la quantification de la production et du calcul de la limite d'émissions.<ul style="list-style-type: none">○ La production de tubes métalliques n'a pas à être quantifiée ou incluse dans le rapport annuel.○ La norme de rendement pour la production de tubes métalliques (article 22 de l'annexe 1) ne peut pas être utilisée dans le calcul de la limite d'émissions.

9.5 Exploitation minière et traitement du minerai

Cette section décrit les exigences de quantification prévues aux articles 11, 16 et de l'annexe 3 qui s'appliquent spécifiquement aux installations où sont exercées la production de métaux communs, l'exploitation de gisements de charbon et la production de métaux ou de diamant (alinéas 23b) et c), 25, 26d) et 26f) de l'annexe 1 du Règlement).

9.5.1 Production de métaux ou de diamants (article 26 de l'annexe 1)

9.5.1.1 Contenu additionnel

Tel que prévu à l'alinéa 13a) de l'annexe 2, pour la production d'argent, de platine et de palladium (alinéa 26c) de l'annexe 1), la quantité de chacun de ces métaux produits doit être incluse dans le rapport annuel et présentée séparément, en plus de la somme de ces métaux. Toutefois,

conformément aux articles 36 et 36.2, la valeur à inclure dans le calcul de la limite d'émissions, est la somme de tous les métaux produits.

Tel que prévu à l'alinéa 13b) de l'annexe 2, pour la production de concentré de minerai de métaux communs (alinéa 26d) de l'annexe 1), la quantité de chacun de ces métaux communs produits doit être incluse dans le rapport annuel et présentée séparément, en plus de la somme de ces métaux communs. Toutefois, conformément aux articles 36 et 36.2, la valeur à inclure dans le calcul de la limite d'émissions, est la somme de tous les métaux communs produits.

9.5.1.2 Production additionnelle - Production de concentré de minerai de métaux de communs

Paragraphe 16(8) : Production additionnelle d'or, d'argent, de platine ou de palladium

Quantification des GES	Alinéa 16(8)a) <ul style="list-style-type: none">• Pour l'application de l'article 17, quantifier les GES provenant de la production d'or, d'argent, de platine ou de palladium au moyen des méthodes de quantification applicables à la production de concentré de minerai de métaux communs (partie 26 de l'annexe 3 et alinéa 17(2)b), selon le cas).
Quantification de la production	Alinéa 16(8)b) <ul style="list-style-type: none">• La production d'or, d'argent, de platine or de palladium est réputée ne pas être exercée à l'installation aux fins de la quantification de la production et du calcul de la limite d'émissions.<ul style="list-style-type: none">○ La production d'or, d'argent, de platine et de palladium n'a pas à être quantifiée ou incluse dans le rapport annuel ;○ Les normes de rendement pour la production d'or, d'argent, de platine ou de palladium (alinéas 26c) et f) de l'annexe 1) ne peuvent pas être utilisées dans le calcul de la limite d'émissions.

9.5.1.3 Production additionnelle - Production d'or

Paragraphe 16(10) : Production additionnelle d'argent, de platine ou de palladium

Quantification des GES	Alinéa 16(10)a) <ul style="list-style-type: none">• Pour l'application de l'article 17, quantifier les GES provenant de la production d'argent, de platine ou de palladium au moyen des méthodes de quantification applicables à la production d'or (partie 26 de l'annexe 3 et alinéa 17(2)b), selon le cas).
-------------------------------	--

Quantification de la production	<p>Alinéa 16(10)b</p> <ul style="list-style-type: none"> • La production d'argent, de platine ou de palladium est réputée ne pas être exercée à l'installation aux fins de la quantification de la production et du calcul de la limite d'émissions. <ul style="list-style-type: none"> ○ La production d'argent, de platine ou de palladium n'a pas à être quantifiée ou incluse dans le rapport annuel; ○ La norme de rendement pour la production d'argent, de platine ou de palladium (alinéa 26c) de l'annexe 1) ne peut pas être utilisée dans le calcul de la limite d'émissions.
--	--

9.5.1.3 Norme de rendement calculée

Dans le cas d'une installation qui produit de l'argent, du platine ou du palladium (alinéa 26c) de l'annexe 1), une norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37. Voir les exemples généraux des sections [7.4.1](#) et [7.4.2](#) du présent document sur la façon de calculer la norme de rendement pour cette activité.

9.6 Engrais à base d'azote

Cette section décrit les exigences de quantification prévues aux articles 16 et 36 qui s'appliquent spécifiquement aux installations qui produisent des engrais à base d'azote (article 29 de l'annexe 1).

9.6.1 Production d'engrais à base d'azote (article 29, colonne 1, de l'annexe 1)

9.6.1.1 Production additionnelle

Paragraphe 16(3) : Production additionnelle d'hydrogène gazeux

	Alinéa 16(3)a
Quantification des GES	<ul style="list-style-type: none"> • Pour l'application de l'article 17, quantifier les GES provenant de la production d'hydrogène gazeux au moyen des méthodes de quantification applicables à la production d'engrais à base d'azote (partie 29 de l'annexe 3 et alinéa 17(2)b), selon le cas).
Quantification de la production	<p>Alinéa 16(3)b</p> <ul style="list-style-type: none"> • La production d'hydrogène gazeux doit être quantifiée et incluse dans le rapport annuel conformément au paragraphe 12(3). • La production d'hydrogène gazeux et de produits pétrochimiques sont réputées ne pas être exercées à l'installation aux fins du calcul de la limite d'émissions. <ul style="list-style-type: none"> ○ Les normes de rendement pour la production d'hydrogène gazeux (article 6 de l'annexe 1) et de

produits pétrochimiques (article 17 de l'annexe 1) ne peuvent pas être utilisées dans le calcul de la limite d'émissions.

9.6.1.2 Limite d'émissions – acide nitrique

Pour la période de conformité de 2023 et les suivantes, la norme de rendement pour la production d'acide nitrique par oxydation catalytique de l'ammoniac (alinéa 29(a) de l'annexe 1) passe de 0,331 à 0,310 tonne de CO₂e / tonne d'acide nitrique.

Exemple 11 : Calcul d'une limite d'émissions

Une limite d'émissions doit être déterminée pour une installation qui produit de l'acide nitrique par oxydation catalytique de l'ammoniac (alinéa 29a) de l'annexe 1). Le tableau ci-dessous présente la production et la norme de rendement de l'installation pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023.

	Production (tonnes d'acide nitrique)	Norme de rendement applicable (tonne de CO ₂ e/ tonne d'acide nitrique)
Période de conformité de 2022	450 000	0,331
Période de conformité de 2023	450 000	0,310

La limite d'émissions est calculée à l'aide de la formule suivante, à partir de la période de conformité 2023, conformément au paragraphe 36(1) :

$$\sum_{i=1}^n A_i \times (B_i - [B_i \times C \times (D - 2022)])$$

La valeur d'A_i correspond à 450 000 tonnes d'acide nitrique pour les périodes de conformité de 2022 et 2023, ce qui correspond à la production d'acide nitrique par oxydation catalytique de l'ammoniac.

La valeur de B_i correspond à 0,331 et 0,310 tonne de CO₂e/tonne d'acide nitrique, respectivement, pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023, ce qui est la norme de rendement applicable à la production d'acide nitrique par oxydation catalytique de l'ammoniac prévue à la colonne 3 de l'alinéa 29a) de l'annexe 1.

- La valeur de C correspond au taux de resserrement applicable.

- La valeur de D correspond à l'année de la période de conformité.

La limite d'émissions pour la période de conformité de 2022 est calculée comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Limite d'émissions} &= 450,000 \text{ tonnes d'acide nitrique} \times \left(0.331 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne d'acide nitrique}} \right) \\ &= 148\,950 \text{ tonnes de CO}_2\text{e} \end{aligned}$$

La limite d'émissions pour la période de conformité de 2023 est calculée comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Limite d'émissions} &= \\ &= 450,000 \text{ tonnes d'acide nitrique} \\ &\times \left(0.310 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne d'acide nitrique}} \right. \\ &\left. - \left[0.310 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne d'acide nitrique}} \times 0.02 \times (2023 - 2022) \right] \right) \\ &= 136\,710 \text{ tonnes de CO}_2\text{e} \end{aligned}$$

Les limites d'émissions de l'installation sont de 148 950 et de 136 710 tonnes de CO₂e, respectivement, pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023.

9.6.1.3 Limite d'émissions - urée et phosphate d'ammonium

Les alinéas 29c) et d) de l'annexe 1 indiquent tous les deux que les activités de production de liqueur d'urée ou de production de phosphate d'ammonium sont considérées comme des activités industrielles lorsqu'elles sont exercées à une installation où est aussi exercée la production d'ammoniac anhydre ou aqueux par le reformage à la vapeur d'hydrocarbures.

Cela signifie que les normes de rendement applicables à la production de liqueur d'urée et la production de phosphate d'ammonium, alinéas 29c) ou d) de l'annexe 1, ne peuvent être utilisées pour calculer la limite d'émissions que si l'installation produit également de l'ammoniac anhydre ou aqueux tel que prévu à alinéa 29b) de l'annexe 1 et illustré à la figure 10.

Tel que prévu au paragraphe 36(4), il est entendu la norme de rendement applicable à chaque activité industrielle exercée à l'installation doit être utilisée dans le calcul de la limite d'émissions. Par exemple, une installation qui produit de l'ammoniac anhydre ou aqueux et de la liqueur d'urée utiliserait la norme de rendement prévue à l'alinéa 29b) pour la quantité d'ammoniac anhydre ou aqueux produite et la norme de rendement prévue à l'alinéa 29c) pour la quantité de liqueur d'urée produite dans le calcul de la limite d'émissions.

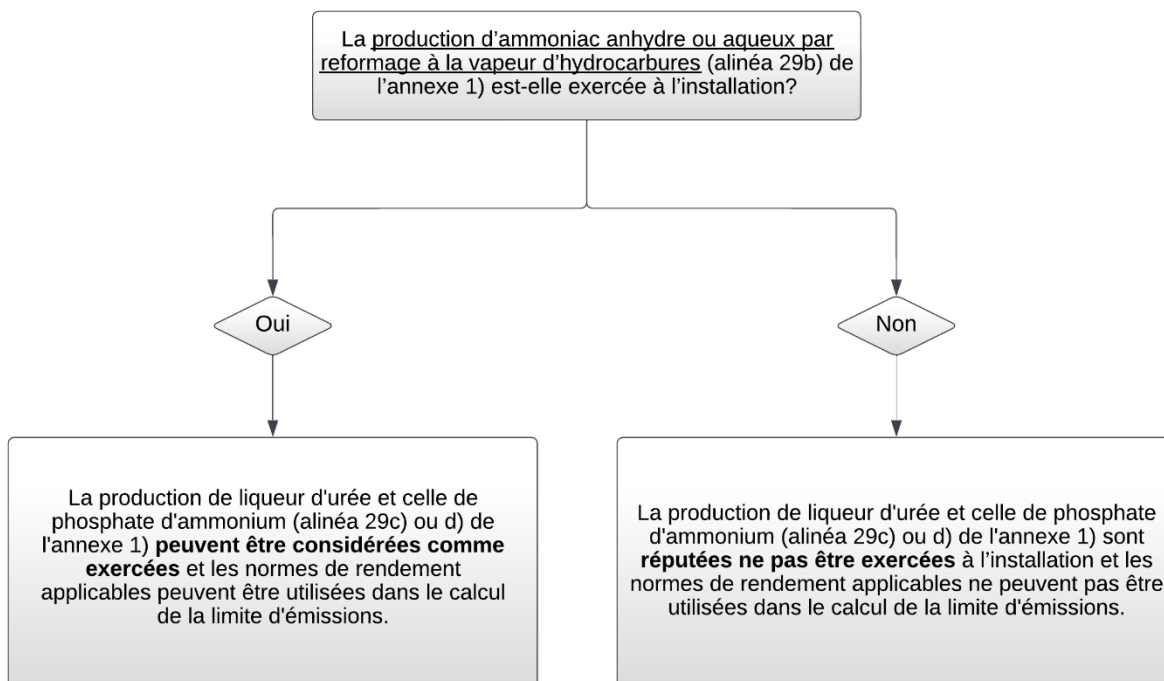


Figure 10 : Installation de production d'ammoniac anhydre ou aqueux

9.6.1.4 Norme de rendement calculée

Dans le cas d'une installation qui produit du phosphate d'ammonium en plus de produire de l'ammoniac anhydre ou aqueux par reformage à la vapeur d'hydrocarbures (alinéa 29d) de l'annexe 1), une norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37. Voir les exemples généraux des sections [7.4.1](#) et [7.4.2](#) du présent document sur la façon de calculer la norme de rendement pour cette activité.

9.7 Transformation industrielle de la pomme de terre

Pour la période de conformité de 2023 et les suivantes, la norme de rendement pour la transformation industrielle de pomme de terre destinée à la consommation humaine ou animale (article 30 de l'annexe 1) passe de 0,095 à 0,102 tonnes de CO₂e/tonne de pommes de terre utilisées comme matière première.

9.7.1 Production liée à la transformation industrielle de la pomme de terre (article 30 de l'annexe 1)

9.7.1.1 Limite d'émissions

Exemple 12 : Calcul d'une limite d'émissions

Une limite d'émissions doit être déterminée pour une installation qui effectue la transformation industrielle de la pomme de terre destinée à la consommation humaine ou animale (article 30 de l'annexe 1). Le tableau ci-dessous présente la production et la norme de rendement de l'installation pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023.

	Production (tonnes de pommes de terre utilisées comme matière première)	Norme de rendement applicable (tonnes de CO₂e/tonne de pommes de terre utilisées comme matière première)
Période de conformité de 2022	550 000	0,0995
Période de conformité de 2023	550 000	0,102

La limite d'émissions est calculée à l'aide de la formule suivante, à partir de la période de conformité 2023, conformément au paragraphe 36(1) :

$$\sum_{i=1}^n A_i \times (B_i - [B_i \times C \times (D - 2022)])$$

La valeur d' A_i correspond à 550 000 tonnes de pommes de terre utilisées comme matière première pour les périodes de conformité 2022 et 2023, ce qui correspond à la production de l'installation issue de la transformation industrielle de la pomme de terre.

La valeur de B_i correspond à 0,0995 et 0,102 tonne de CO₂e/tonne de pommes de terre utilisées comme matière première, respectivement, pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023, ce qui est la norme de rendement applicable à la transformation industrielle de la pomme de terre prévue à la colonne 3 de l'article 30 de l'annexe 1.

La valeur de C correspond au taux de resserrement applicable à l'activité.

La valeur de D correspond à l'année de la période de conformité.

La limite d'émissions pour la période de conformité de 2022 est calculée comme suit :

Limite d'émissions =

$$\begin{aligned} &= 550,000 \text{ tonnes de pommes de terre} \times 0,0995 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de pomme de terre}} \\ &= 54\,725 \text{ tonnes de CO}_2\text{e} \end{aligned}$$

La limite d'émissions pour la période de conformité 2023 est calculée comme suit :

Limite d'émissions =

$$\begin{aligned} &= 550,000 \text{ tonnes de pommes de terre} \\ &\times \left(0,102 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de pomme de terre}} \right. \\ &\left. - \left[0,102 \frac{\text{tonnes de CO}_2\text{e}}{\text{tonne de pomme de terre}} \times 0,02 \times (2023 - 2022) \right] \right) \\ &= 54\,978 \text{ tonnes de CO}_2\text{e} \end{aligned}$$

Les limites d'émissions de l'installation sont de 54 725 et de 54 978 tonnes de CO₂e, respectivement, pour les périodes de conformité de 2022 et de 2023.

9.8 Pâte et autres produits

Cette section décrit les exigences de quantification prévues à l'annexe 3 qui s'appliquent spécifiquement aux installations où est exercée la production de pâte et d'autres produits (article 36 de l'annexe 1).

9.8.1 Production de pâtes et papiers (article 36 de l'annexe 1)

9.8.1.1 Quantification de la production

La section 2 de la partie 36 de l'annexe 3 prévoit des exigences de quantification supplémentaires lors de la quantification de la production de pâtes et autres produits en tonnes de produits finis et en tonnes de produits spécialisés. Conformément au paragraphe 1(2), section 2 de la partie 36 de l'annexe 3, les produits finis visés à l'alinéa 1(1)b) de cette même section ne comprennent pas la liqueur de cuisson, les déchets de bois, les gaz non condensables, les boues, l'huile de tall, la térébenthine, le biogaz, la vapeur, l'eau et les produits utilisés dans le processus de production.

Tel que prévu au paragraphe 1(3), section 2 de la partie 36 de l'annexe 3, un produit spécialisé s'entend de support papier pour papier abrasif, de papier de qualité alimentaire imperméable aux graisses, de support papier pour papier ciré destiné à l'emballage, de papier à usage médical, de serviettes de table en papier à usage commercial, d'essuie-tout en papier à usage commercial ou domestique, de papier hygiénique à usage domestique et le papier mouchoirs à usage domestique.

9.8.1.2 Limite d'émissions

Les alinéas 36a) et b) de l'annexe 1 font tous les deux références à la production de pâte à partir de bois, d'autres matières végétales ou de papier, ou de produits provenant directement de la pâte ou d'un procédé de mise en pâte, sauf de produits spécialisés. La différence entre ces deux activités industrielles est que celle prévue à l'alinéa 36a) est exercée à une installation équipée d'une chaudière de récupération, d'un four à chaux ou d'un lessiveur à pâte alors que celle prévue à l'alinéa 36b) est exercée à une installation qui n'est pas équipée de cet équipement.

Cela signifie qu'une seule des deux normes de rendement (paragraphe 36a) et b) de l'annexe) peut être utilisée dans le calcul de la limite d'émissions. De façon similaire, une tonne de produit ne peut pas être comptabilisée deux fois en tant que produit fini et en tant que produit spécialisé. La figure 11 présente un résumé des normes de rendement applicables selon les activités exercées à l'installation visée par l'article 36 de l'annexe 1.

9.8.1.3 Norme de rendement calculée

Dans le cas d'une installation qui produit des produits spécialisés (alinéa 36c) de l'annexe 1), une norme de rendement doit être calculée conformément à l'article 37. Voir les exemples généraux des sections [7.4.1](#) et [7.4.2](#) du présent document sur comment calculer la norme de rendement pour cette activité.

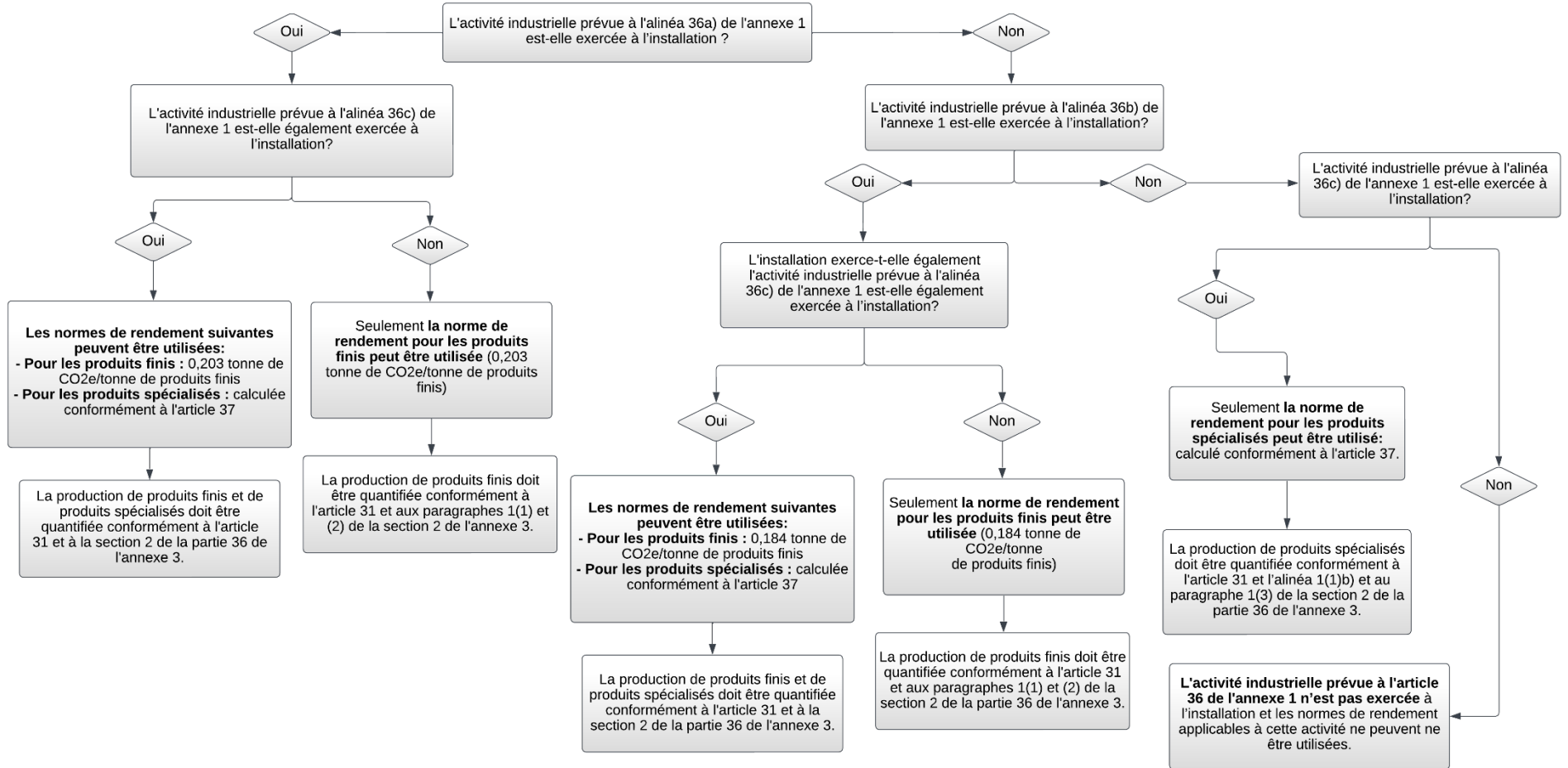


Figure 11 : Installation où est exercée une activité industrielle prévue à l'article 36 de l'annexe 1

9.9 Production d'électricité (article 38 de l'annexe 1)

Cette section décrit les exigences de quantification prévues à l'article 32 et à la section 2 de la partie 38 de l'annexe 3 qui s'appliquent spécifiquement aux installations de production d'électricité (article 38 de l'annexe 1).

9.9.1 Production d'électricité dans une installation de production d'électricité

Tel que prévu à l'article 32, une installation de production d'électricité doit quantifier la quantité brute d'électricité produite à partir de combustibles fossiles pour chaque groupe, exprimée en GWh. Le tableau ci-dessous illustre les exigences de quantification pour déterminer la quantité brute d'électricité produite.

Tableau 3 : Quantification de la quantité brute d'électricité produite

Type de combustible brûlé par le groupe	Quantification de la production d'électricité
• Un seul combustible fossile	Paragraphe 4(1) de la partie 38 de l'annexe 3
• Un mélange de combustibles fossiles ou mélange de biomasse et de combustibles fossiles	Paragraphe 4(2) et (3) de la partie 38 de l'annexe 3
Groupe à configuration hybride (indépendamment du type de combustible)	Article 5 de la partie 38 de l'annexe 3

Conformément au paragraphe 32(2), une installation de production d'électricité peut choisir de quantifier la production d'électricité d'un groupe ou d'un ensemble de groupes en totalité ou en partie. Une installation peut aussi choisir de ne pas quantifier la quantité d'électricité produite par un groupe ou un ensemble de groupes. Les GES provenant de la production d'électricité doivent toujours être quantifiés, même si la quantité brute d'électricité produite n'est pas quantifiée.

9.9.1.1 Production d'électricité par combustion d'un mélange de combustibles fossiles ou par combustion de biomasse et de combustibles fossiles

Tel que prévu au paragraphe 4(2) de la partie 38 de l'annexe 3, l'installation de production d'électricité qui produit de l'électricité par la combustion d'un mélange de combustibles fossiles ou par la combustion de biomasse et de combustibles fossiles doit quantifier la quantité d'électricité produite selon la formule suivante :

$$G_u \times \frac{HFF_k}{H_B + \sum HFF_k}$$

Où

G_u représente la quantité brute d'électricité produite par le groupe durant la période de conformité qui est mesurée aux bornes électriques des générateurs du groupe au moyen de compteurs

conformes aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, exprimée en GWh;

HFF_k le résultat de la formule ci-après, calculée séparément pour les combustibles gazeux, les combustibles liquides et les combustibles solides « k » :

$$HFF_k = \sum_{j=1}^n QFF_{k,j} \times HHV_{k,j}$$

où :

QFF_j représente la quantité de combustible gazeux, liquide ou solide, selon le cas, de type « j » brûlée pour la production de l'électricité dans le groupe, durant la période de conformité, déterminée conformément au paragraphe 4(3) de la section 2 de la partie 38 de l'annexe 3,

HHV_j la valeur du pouvoir calorifique supérieur du combustible gazeux, liquide ou solide, selon le cas, de type « j » brûlé par le groupe déterminé conformément au paragraphe 24(1) du Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon,

j le ^j^{ème} type de combustible fossile « j » brûlé par le groupe, « j » allant de 1 à m, où m représente le nombre de types de combustibles gazeux, liquides ou solides, selon le cas, brûlés;

H_B le résultat de la formule suivante:

$$H_B = \sum_{i=1}^n QB_i \times HHV_i$$

où :

QB_i représente la quantité de biomasse de type « i » brûlée dans le groupe pour la production de l'électricité, durant la période de conformité, déterminée conformément au paragraphe 4(3) de la section 2 de la partie 38 de l'annexe 3,

HHV_i la valeur du pouvoir calorifique supérieur du combustible de biomasse de type « i » brûlé par le groupe déterminé conformément au paragraphe 24(1) du Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon

i le ⁱ^{ème} type de combustible de biomasse « i » brûlé par le groupe, « i » allant de 1 à n, où n représente le nombre de types de combustibles de biomasse brûlés.

Veuillez consulter l'exemple ci-dessous pour savoir comment calculer la quantité brute d'électricité produite à partir de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse.

Exemple 13 : Quantité brute d'électricité produite à partir de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse

Une installation de production d'électricité produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles. Le groupe utilise du charbon bitumineux et du gaz naturel pour produire de l'électricité.

La quantité brute d'électricité produite doit être calculée pour chaque type de combustible fossile (type de combustible solide et gazeux) utilisé par le groupe.

Combustibles brûlés par le groupe	Quantité de combustible brûlé	HHV
Charbon bitumineux (solide)	20 000 tonnes	30,5 GJ/tonne
Gaz naturel (gazeux)	70 000 m ³ standard	0,03793 GJ/m ³ standard

1. Premièrement, la quantité brute d'électricité produite par chaque combustible fossile (charbon et gaz naturel) dans le groupe doit être déterminée à l'aide de l'équation ci-dessous :

$$G_u \times \frac{HFF_k}{H_B + \sum HFF_k}$$

- La valeur de G_u correspond à 6662 GWh qui est la quantité brute d'électricité produite par le groupe.
 - La valeur de HFF_k est déterminée pour le charbon bitumineux et le gaz naturel à l'aide de la formule ci-dessous.
 - La valeur de H_B correspond à zéro parce que l'installation ne brûle pas de la biomasse pour produire de l'électricité.
2. Le HFF_k doit être calculé pour le combustible gazeux et solide.

- k =solide : il y a un type de combustible solide brûlé (p. ex. : le charbon), par conséquent $n=1$.
- k =gazeux : il y a un type de combustible gazeux brûlé (ex. : gaz naturel), par conséquent $n=1$.

$$HFF_{solide} = \sum_{j=1}^n QFF_{k,j} \times HHV_{k,j} = (QFF_{solide,1} \times HHV_{solide,1})$$

$$HFF_{gazeux} = \sum_{j=1}^n QFF_{k,j} \times HHV_{k,j} = QFF_{gazeux,1} \times HHV_{gazeux,1}$$

- La valeur de $QFF_{solide,1}$ correspond à 20 000 tonnes, soit la quantité de charbon bitumineux brûlée.
- La valeur de $HHV_{solide,1}$ correspond à 30,5 GJ/tonne, soit la valeur du pouvoir calorifique supérieur du charbon bitumineux déterminée conformément au paragraphe 24(1) du Règlement sur l'électricité produite à partir de charbon.
- La valeur de $QFF_{gazeux,1}$ correspond à 70 000 m³ standard, soit la quantité de gaz naturel combustible brûlé.

- La valeur de $HHV_{gazeux1}$ correspond à $0,03793 \text{ GJ/m}^3$ standard, soit la valeur du pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel déterminée conformément du paragraphe 24(1) du Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon.

3. Les valeurs de HFF_{solide} et HFF_{gazeux} sont :

$$HFF_{solide} = 20\,000 \text{ tonnes} \times 30,5 \frac{\text{GJ}}{\text{tonnes}} = 610\,000 \text{ GJ}$$

$$HFF_{gazeux} = 70\,000 \text{ standard m}^3 \times 0,03793 \frac{\text{GJ}}{\text{standard m}^3} = 2\,655,1 \text{ GJ}$$

4. Calcul la quantité brute d'électricité produite par le groupe à partir de la combustion des combustibles de charbon bitumineux et de gaz naturel. Les valeurs finales de la quantité produite ne doivent être arrondies à trois chiffres significatifs.

$$\begin{aligned} \text{Pour le combustible solide : } G_u &\times \frac{HFF_{solide}}{H_B + \sum HFF} \\ &= 6661,58 \text{ GWh} \times \frac{610\,000 \text{ GJ}}{0 + (610\,000 \text{ GJ} + 2\,655,1 \text{ GJ})} = 6632,71 \text{ GWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pour le combustible gazeux: } G_u &\times \frac{HFF_{gazeux}}{H_B + \sum HFF} \\ &= 6661,58 \text{ GWh} \times \frac{2\,655,1 \text{ GJ}}{0 + (610\,000 \text{ GJ} + 2\,655,1 \text{ GJ})} = 28,87 \text{ GWh} \end{aligned}$$

La quantité brute d'électricité produite par le groupe à partir de combustibles solides et gazeux est de 6632,71 GWh et 28,87 GWh, respectivement.

9.9.1.2 Limite des émissions - Capacité accrue de production d'électricité

Veillez consulter l'exemple 7 qui illustre la façon dont la limite d'émissions est calculée pour une installation de production d'électricité qui satisfait aux exigences de l'article 41.2 lorsque sa capacité de production d'électricité à partir de combustibles gazeux a augmenté de 50 MW ou plus après le 1er janvier 2021 et que le groupe a été conçu pour fonctionner à un rapport énergie thermique-électricité inférieur à 0,9.

9.9.2 Production d'électricité à l'installation industrielle

Conformément au sous-alinéa 31(1)b)(i), une installation industrielle qui produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles doit quantifier la quantité brute d'électricité produite conformément à :

- l'article 6 de la partie 38 de l'annexe 3, si l'installation industrielle produit de l'électricité à partir d'un seul combustible fossile;

- l'article 7 de la partie 38 de l'annexe 3 si l'installation industrielle produit de l'électricité par combustion d'un mélange de combustibles fossiles ou par combustion de biomasse et de combustibles fossiles.

Toutefois, l'installation peut choisir de quantifier cette quantité d'électricité produite en totalité ou en partie ou de ne pas la quantifier conformément au sous-alinéa 31(1)b)(ii). Les GES provenant de la production d'électricité doivent toujours être quantifiés, même si la quantité brute d'électricité produite n'est pas quantifiée.

Veillez consulter l'exemple ci-dessous sur comment calculer la quantité brute d'électricité produite à partir de combustibles fossiles et de biomasse à une installation industrielle.

Exemple 14 : Quantité brute d'électricité produite à partir de combustibles fossiles et de biomasse

La production d'électricité par la combustion de combustibles fossiles et de biomasse doit être calculée pour chaque type de combustible. Il faut suivre les mêmes étapes de calcul que dans l'exemple 13 de la [section 9.9.1.1](#) du présent document. Toutefois, les variables de la formule ont des références différentes et sont énumérées ci-dessous. Les équations dans l'article 7 de la partie 38 de l'annexe 3 sont semblables aux équations des paragraphes 4(2) et (3) de cette même partie :

- la quantité de combustible gazeux, liquide ou solide (QFF_j) est déterminée conformément au paragraphe 7(2) de la partie 38 de l'annexe 3 et à la section 2.C.2 de la méthode d'ECCC 2017.
- La valeur du pouvoir calorifique supérieur du combustible gazeux, liquide ou solide (HHV_j) est déterminé conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017.
- la quantité du type combustible de biomasse (QB_i) est déterminée conformément au paragraphe 7(2) de l'annexe 3, partie 38, et en conformité avec la section 2.C.2 de la méthode d'ECCC 2017 et la disposition WCI.214 de la méthode de la WCI.
- La valeur du pouvoir calorifique supérieur de chaque type de combustible de biomasse (HHV_i) est déterminée conformément aux sections 2.C.1 et 2.C.3 de la méthode d'ECCC 2017 et à la disposition WCI.214 de la méthode de la WCI.

9.9.2.1 Limite d'émissions - Capacité accrue de production d'électricité

Veillez consulter l'exemple 6 pour un exemple qui illustre la façon dont la limite d'émissions est calculée pour une installation industrielle qui a satisfait aux exigences de l'article 36.2 lorsque la capacité de production d'électricité à partir de combustibles gazeux a augmenté de 50 MW ou plus le ou après le 1er janvier 2021 et que cette augmentation de la capacité provient d'un équipement dont le rapport énergie thermique-électricité est inférieur à 0,9.

9.10 Quantification additionnelle pour tous les secteurs

Cette section décrit les exigences de quantification prévues à l'article 16 qui s'appliquent spécifiquement aux installations où sont exercées les activités industrielles prévues aux articles 1 à 37, colonne 1 de l'annexe 1.

Conformément au paragraphe 16(1), la production de produits pétrochimiques prévue à l'article 17 de l'annexe 1 **comme sous-produits** n'est considérée comme une activité industrielle que si la production de produits pétrochimiques prévue à l'article 17 de l'annexe 1 est exercée à l'installation.

Paragraphe 16(1) : Production additionnelle de produits pétrochimiques comme sous-produits

Quantification des GES	Paragraphe 16(1) <ul style="list-style-type: none">• Pour l'application de l'article 17, quantifier les GES provenant de la production de produits pétrochimiques comme au moyen des méthodes de quantification applicables à l'activité industrielle de l'installation (partie applicable de l'annexe 3 et alinéas 17(2)b) ou c), selon le cas).
Quantification de la production	Paragraphe 16(1) <ul style="list-style-type: none">• La production de produits pétrochimiques est réputée ne pas être exercée à l'installation aux fins de la quantification de la production et du calcul de la limite d'émissions.<ul style="list-style-type: none">○ La production de produits pétrochimiques comme sous-produits ne doit pas être quantifiée ni incluse dans le rapport annuel;○ La norme de rendement pour la production de produits pétrochimiques (article 17 de l'annexe 1) ne peut pas être utilisée dans le calcul de la limite d'émissions.

Exemple 15 : Production de produits pétrochimiques

Une raffinerie de pétrole produit un produit pétrochimique comme sous-produit (le sous-produit pétrochimique). Les émissions de GES provenant de la production du sous-produit pétrochimique sont quantifiées au moyen des méthodes prévues à la partie 3 de l'annexe 3 pour le raffinage du pétrole et ces GES sont inclus dans la quantité totale des GES de l'installation telle que calculée au paragraphe 17(1).

La quantité de sous-produits pétrochimiques produite n'est pas incluse dans le calcul de la limite d'émissions de l'installation, calculée conformément à l'article 36, et la norme de rendement pour les sous-produits pétrochimiques ne s'applique pas.

Annexe A – Foire aux questions

A.1 : Quantification des GES et règles particulières

1. Je brûle de la biomasse dans mon installation, dois-je quantifier les émissions et les inclure dans les émissions de mon installation?

Conformément au paragraphe 22(1), la quantité de CO₂ provenant de la biomasse **ne doit pas être quantifiée et n'est pas incluse dans la quantité de CO₂** lors de la quantification de la quantité totale de GES de l'installation conformément aux paragraphes 17(2) à (4) ou aux paragraphes 20(2) à (5). Toutefois, si un SMECE est utilisé pour mesurer la quantité de CO₂ à l'installation, le CO₂ provenant de la biomasse doit être quantifié et déduit de la quantité de CO₂ mesurée par le SMECE. La quantité de CO₂ provenant de la biomasse **n'est pas incluse** dans le rapport annuel de l'installation.

Conformément aux paragraphes 17(5) et 20(6), les quantités de CH₄ et de N₂O provenant de dispositifs stationnaires qui brûlent de la biomasse pour produire de la chaleur utile **doivent être quantifiées, mais ne doivent pas être incluses** dans la quantité de GES provenant des émissions de combustion stationnaire de combustibles calculées aux paragraphes 17(2) à (4) ou aux paragraphes 20(2) à (5). Ces quantités de CH₄ et de N₂O doivent être incluses séparément dans le cadre du rapport annuel de l'installation (article 4 de l'annexe 2).

2. Comment dois-je déclarer les émissions de GES d'une source qui ne figure pas à l'annexe 3? Je ne suis pas certain du type d'émissions sous lequel je dois déclarer ces émissions.

La personne responsable d'une installation assujettie doit quantifier toutes les émissions des types d'émissions visée au paragraphe 5(1) qui résultent des activités industrielles exercées à l'installation assujettie et sont les suivants :

- a) les émissions de combustion stationnaire de combustible;
- b) les émissions liées aux procédés industriels;
- c) les émissions associées à l'utilisation de produits
- d) industriels;
- e) les émissions d'évacuation;
- f) les émissions de torchage;
- g) les émissions dues aux fuites;
- h) les émissions liées au transport sur le site;
- i) les émissions des déchets;
- j) les émissions des eaux usées.

Une définition de ces types d'émissions visés se trouve au paragraphe 2(1) du Règlement.

Pour un GES quantifié conformément à l'alinéa 17(2)a), la personne responsable devrait quantifier et déclarer ces émissions de GES pour le type d'émissions visé à l'aide de la méthode indiquée à la colonne 3 de l'annexe 3.

Pour un GES provenant d'un type d'émissions visé qui n'est pas prévu à la colonne 1 de l'annexe 3, ou pour un GES qui n'est pas prévu à la colonne 2 de l'annexe 3, mais qui provient d'un type d'émission visé énoncé au paragraphe 5(1), le GES est quantifié selon les méthodes énoncées aux sous-alinéas 17(2)b)(i) ou (ii), selon le cas qui s'applique à l'activité industrielle de l'installation. Ainsi, la personne responsable doit calculer les quantités de GES pour le type d'émissions visé en question selon la méthode d'ECCC 2017 ou celle de la WCI si ces méthodes s'appliquent aux activités industrielles de l'installation, ou les lignes directrices du GIEC dans le cas où les méthodes d'ECCC 2017 ou de la WCI ne s'appliquent pas aux activités industrielles de l'installation.

3. Dois-je déclarer les sources mineures d'émissions?

La personne responsable d'une installation assujettie est tenue de déclarer la quantité de GES pour chaque type d'émissions visé. Toutes les émissions des types d'émissions visés prévus au paragraphe 5(1) doivent être quantifiées et déclarées.

La disposition « quantités minimales » prévue à l'article 23 offre une certaine souplesse : il est possible de ne pas déclarer un GES pour un type d'émissions visé si la quantité de ce GES est inférieure à 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation assujettie au cours d'une période de conformité, exprimée en tonnes de CO₂e. Veuillez noter que la somme des quantités de GES non déclarées ne peut dépasser 0,5 % de la quantité totale de GES de l'installation assujettie au cours d'une période de conformité. Voir la section 5.3 du Guide de quantification pour de plus amples renseignements.

4. J'ai une installation de production pétrolière et gazière dont l'activité principale est le traitement du gaz naturel, dois-je quantifier mes émissions de méthane?

Conformément au paragraphe 22(2), la quantification du CH₄ provenant des émissions d'évacuation ou celles dues aux fuites **n'est pas requise** pour les installations où sont exercées les activités de

- i. production de bitume et d'autres pétroles bruts (article 1 de l'annexe 1);
- ii. valorisation de bitume et de pétrole lourd (article 2 de l'annexe 1);
- iii. traitement du gaz naturel (article 4 de l'annexe 1); et
- iv. transport du gaz naturel (article 5 de l'annexe 1).

5. Les émissions provenant de machinerie et d'équipement opérés par une tierce partie sont-elles visées par le Règlement?

Toutes les émissions provenant des types d'émissions visés prévus au paragraphe 5(1) du Règlement doivent être pris en compte dans le calcul des émissions de l'installation. Ces émissions comprennent celles de la machinerie et de l'équipement opérés par une tierce partie si ces équipements font partie intégrante de l'activité industrielle.

Afin de déterminer si cette machinerie et cet équipement font partie de l'installation, le paragraphe 1(2) du règlement concernant la définition d'installation devra être révisé attentivement.

6. Si j'ai acheté du gaz naturel renouvelable auprès d'une autre installation et que celui-ci doit être utilisé ailleurs que dans mon installation, puis-je réclamer ces émissions dans mon installation ?

Les installations assujetties au Règlement sont tenues de quantifier leurs émissions conformément à l'article 17.

La quantité totale de GES d'une installation provenant de toutes ses activités, y compris la production d'électricité, doit être quantifiée pour une installation industrielle. Les émissions

provenant des combustibles brûlés qui sont des émissions de combustion stationnaire doivent être quantifiées conformément aux sections 2.A et 2.B de la méthode d'ECCC 2017 ou de la méthode d'ECCC 2020 pour les émissions liées au transport sur le site. Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure doivent être effectuées conformément à la section 2.C de la méthode d'ECCC 2017 pour la combustion stationnaire de combustible et à la section 2.D de la méthode d'ECCC 2020 pour le transport sur le site.

Ces méthodes nécessitent la quantification des émissions provenant du combustible brûlé dans l'installation. Il n'existe actuellement aucune disposition autorisant la comptabilisation et la réclamation et aucun crédit n'est disponible dans le cas où du combustible renouvelable est brûlé ailleurs qu'à l'installation.

7. La norme de rendement pour la production d'électricité à partir de combustibles solides peut-elle être utilisée pour la production d'électricité à partir de déchets solides municipaux (conversion de la biomasse en énergie) ?

Selon l'article 2 du Règlement, la **biomasse** désigne les plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou leurs produits dérivés, notamment le bois et les produits de bois, le charbon de bois, les résidus d'origine agricole, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur de cuisson, les gaz de digestion des boues ainsi que les combustibles d'origine animale ou végétale.

Selon l'article 2 du Règlement, **combustible solide** désigne un combustible fossile solide qui est à l'état solide à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa.

Les déchets solides municipaux ne sont pas considérés comme des combustibles solides puisqu'ils ne sont pas un combustible fossile et ne peuvent être considérés que partiellement comme de la biomasse en vertu du Règlement, car ils contiennent également des matières non biogéniques.

Règles particulières liées à la biomasse

Si l'installation utilise un mélange de combustibles fossiles ou un mélange de biomasse et de combustibles fossiles :

- i. La quantité d'électricité brute produite par chaque type de combustible est déterminée conformément aux paragraphes 4(2) et (3) de la partie 38 de l'annexe 3 du Règlement.
- ii. Si l'installation est équipée d'un groupe moteur à combustion et d'un groupe chaudière qui partagent la même turbine à vapeur, la quantité d'électricité brute produite par chaque groupe est déterminée comme décrit à l'article 5 de la partie 38 de l'annexe 3 du Règlement.

Conformément à l'article 36 du Règlement, la limite d'émission de l'installation assujettie est calculée en effectuant la somme de la production de toutes les activités industrielles visées exercées à l'installation (comme calculée conformément à l'article 31 du Règlement) multipliée par la norme de rendement et le taux de resserrement applicable pour chaque activité industrielle visée. La norme de rendement applicable à chaque activité industrielle visée prévue aux alinéas

38a) à (c), colonne 1, de l'annexe 1 du Règlement qui est exercée dans chaque groupe « i » est indiquée dans la colonne 3.

8. J'utilise des explosifs dans mon installation, de quels types d'émissions s'agit-il ?

Les émissions résultant de l'utilisation d'explosifs doivent être classées dans la catégorie des émissions liées à la combustion stationnaire de combustible, car elles proviennent de la combustion des explosifs. Selon le paragraphe 2(1) du Règlement, les **émissions liées aux procédés industriels** désignent les émissions provenant d'un procédé industriel comportant des réactions chimiques ou physiques autres que la combustion et dont le but n'est pas la production de chaleur utile, par opposition aux émissions de combustion stationnaire de combustible lorsque les émissions proviennent de la combustion.

A.2 : Méthode alternative

9. Le ministre peut-il révoquer un permis?

Oui, si le ministre a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs à l'appui de sa demande de permis.

10. Comment le ministre peut-il révoquer un permis?

Un avis de révocation sera fourni à l'avance, qui informe par écrit le titulaire des motifs de la révocation, et lui donne la possibilité de présenter des observations par écrit au sujet de la révocation. Si le ministre a toujours des motifs raisonnables de croire que le titulaire du permis a fourni des renseignements faux ou trompeurs, la révocation prendra effet trente jours après la date de l'avis.

11. Un permis peut-il être renouvelé?

Oui, si les critères précédents de la demande de permis continuent d'être respectés et si la demande de renouvellement est présentée au ministre au moins quatre-vingt-dix jours avant l'expiration du permis actuel. L'installation doit inclure dans sa demande de renouvellement les renseignements prévus à l'annexe 4 et préciser les raisons pour lesquelles la méthode prévue au Règlement n'a pas été mise en œuvre dans le délai prévu.

A.3 : Énergie thermique

12. Comment une installation calcule-t-elle le coefficient de chaleur si elle produit ou achète de l'énergie thermique?

Le coefficient de chaleur est égal à 1 pour une installation qui produit de l'énergie thermique à partir de la combustion de combustibles fossiles seulement. Toutefois, une installation qui produit de l'énergie thermique à partir de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse doit calculer le coefficient de chaleur conformément à l'article 34. Veuillez consulter la [section 6.3](#) de ce document.

13. Qu'arrive-t-il si l'énergie thermique est vendue à une installation autre qu'une installation assujettie (p. ex., le chauffage centralisé)?

Une installation n'est pas tenue d'inclure dans le rapport annuel la quantité d'énergie thermique vendue à une installation qui n'est pas une installation assujettie visée par le Règlement.

14. Que doit inclure dans son rapport annuel une installation assujettie si elle produit et vend de l'énergie thermique à une autre installation assujettie?

1. Le nom de l'installation assujettie à laquelle de l'énergie thermique est vendue;
2. Le numéro de certificat de l'installation assujettie qui a été délivré à l'installation à laquelle l'énergie thermique a été vendue;
3. La quantité d'énergie thermique vendue, exprimée en gigajoules :
 - a. Indiquée sur les factures de vente; ou
 - b. une autre méthode lorsque les factures de vente ne sont pas disponibles.
4. La température et la pression de l'énergie thermique.
5. Le coefficient de chaleur déterminé conformément à l'article 34.

15. Que doit inclure dans son rapport annuel une installation assujettie si elle achète de l'énergie thermique d'une autre installation assujettie?

1. Le nom de l'installation assujettie auprès de laquelle elle a acheté de l'énergie thermique;
2. Le numéro de certificat de l'installation assujettie qui a été délivré à l'installation auprès de laquelle l'énergie thermique a été achetée;
3. La quantité d'énergie thermique achetée, exprimée en gigajoules :
 - a. Indiquée sur les factures d'achat; ou
 - b. une autre méthode lorsque les factures d'achat ne sont pas disponibles.
4. La température et la pression de l'énergie thermique.
5. Le coefficient de chaleur déterminé conformément à l'article 34.

A.4 : Production

16. J'ai beaucoup de génératrices de secours dans mon installation industrielle, dois-je quand même quantifier la quantité d'électricité qu'elles produisent?

Une installation industrielle qui produit de l'électricité doit quantifier sa quantité totale d'électricité produite conformément aux articles 6 et 7 de la partie 38 de l'annexe 3. Conformément au sous-alinéa 31(1)b(ii), une installation peut choisir de ne pas quantifier une partie ou la totalité de sa quantité d'électricité produite. Toutefois, les émissions de GES provenant de la production d'électricité à l'installation doivent toujours être incluses dans la quantité totale de GES de l'installation. L'article 15 de l'annexe 2 (rapport annuel) exige que la liste des équipements desquels de l'électricité a été produite mais n'a pas été quantifiée soit fournie.

17. Y a-t-il des exigences d'exactitude associées à la mesure de la production?

Oui. Le paragraphe 31(2) stipule que tout instrument de mesure utilisé pour mesurer la production doit maintenir en tout temps une exactitude de $\pm 5\%$ et être mis en place, utilisé, entretenu et étalonné conformément aux indications fabricant ou à toute norme applicable généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.

18. Une installation assujettie autre qu'une installation de production d'électricité est-elle tenue de mesurer la production d'électricité à l'aide d'un compteur conforme aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*?

Pour une installation assujettie autre qu'une installation de production d'électricité aux termes de l'alinéa 11b) ou une installation de production de charbon et d'électricité aux termes de l'alinéa 11c), il n'y a pas d'exigence expresse quant à l'utilisation d'un compteur conforme aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*. Conformément à l'alinéa 31(1)b) du Règlement, si la production d'électricité est quantifiée dans sa totalité pour la période de conformité, elle doit être quantifiée conformément aux exigences prévues aux articles 6 et 7 de la partie 38 de l'annexe 3. De plus, et conformément au paragraphe 31(2) du Règlement, tout appareil de mesure utilisé pour déterminer la quantité d'électricité produite doit être mis en place, utilisé, entretenu et étalonné conformément aux indications du fabricant ou à toute norme applicable généralement reconnue à l'échelle nationale ou internationale. L'appareil de mesure doit également maintenir une exactitude de $\pm 5\%$. Conformément au paragraphe 31(3) du Règlement, la production peut être quantifiée à l'aide d'estimations techniques ou de bilans massiques, s'il est impossible d'utiliser un appareil de mesure pour mesurer directement la production.

19. Mon installation doit-elle arrondir la production totale?

Non, toute valeur de production annuelle qui est incluse dans le rapport annuel ne doit pas être arrondie à trois chiffres significatifs.

Par exemple, si la production totale de vaccins en 2019 est de 3245,7 litres, la quantité incluse dans le rapport annuel sera la même.

20. Les combustibles dérivés de combustibles fossiles sont-ils considérés des combustibles fossiles?

Pour les fins du Règlement, un combustible fossile comprend les combustibles dérivés de combustibles fossiles.

[A.5 : Captage et stockage du carbone](#)

21. Est-il avantageux pour une installation de capter et de stocker du CO₂? Comment le CO₂ capté et stocké est-il quantifié?

Une installation peut soustraire la quantité de CO₂ captée et stockée de la quantité totale de GES de son installation, déterminée aux paragraphes 17(1) et 20(1), si les exigences du paragraphe

35(2) sont respectées. La quantité de CO₂ captée et stockée est déterminée selon la méthode de quantification figurant à la section 1 de la méthode d'ECCE 2017.

22. Y a-t-il des exigences en matière de captage et de stockage du carbone?

La quantité de CO₂ qui est injectée et stockée de façon permanente dans un site de stockage géologique doit répondre à aux critères suivants :

1. Le CO₂ est injecté dans un site de stockage géologique.
 - i. soit dans le seul but de le stocker dans un aquifère salin profond,
 - ii. soit dans le but de permettre la récupération assistée d'hydrocarbures dans un gisement de pétrole épuisé; et
2. Le CO₂ capté, transporté et stocké doit être conforme aux lois fédérales ou provinciales applicables ou aux lois applicables des États-Unis ou de l'un de ses États.

A.6 : Évaluation des émissions en fonction de la limite d'émissions

23. Dois-je arrondir le résultat de l'évaluation?

Le résultat de l'évaluation des émissions par rapport à la limite d'émissions doit être arrondi au nombre entier le plus proche ou, si le chiffre est équidistant de deux nombres entiers, au plus élevé de ceux-ci, comme prévu au paragraphe 44(1.1) du Règlement.