

Règlement sur les combustibles propres :
**Méthode de quantification
pour la récupération
assistée des
hydrocarbures avec
captage et stockage
permanent du CO₂**

Version 1.0

Juillet 2022



N de cat. :

ISBN :

ECCC 22092

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

12^e étage, édifice Fontaine

200, boulevard Sacré-Cœur

Gatineau (Québec) K1A 0H3

Téléphone : 819-938-3860

Ligne sans frais : 1-800-668-6767 (au Canada seulement)

Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2022

Also available in English

Avant-propos

Le *Règlement sur les combustibles propres* exige les fournisseurs principaux (c.-à-d. les producteurs et les importateurs d'essence et de diesel) à réduire l'intensité en carbone (IC) de l'essence et du diesel qu'ils produisent et importent au Canada pour utilisation au Canada. Ce règlement établit un marché d'unités de conformité dans le cadre duquel l'exigence annuelle de réduction de l'IC pourrait être satisfaite au moyen de trois catégories principales de mesures créatrices d'unités de conformité, dont la réalisation de projets de réduction des émissions d'équivalent en dioxyde de carbone (CO₂e) relatifs aux combustibles fossiles liquides.

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) fournit la *Méthode de quantification pour la récupération assistée des hydrocarbures avec captage et stockage permanent du CO₂* pour déterminer les réductions résultant des projets admissibles de ce type.

Le texte complet du règlement et les documents connexes sont disponibles sur la page Web d'ECCC :

<https://www.canada.ca/norme-combustibles-propres>

Si vous avez des questions concernant le *Règlement sur les combustibles propres*, veuillez-nous contacter à l'adresse courriel suivante: cfsncp@ec.gc.ca .

Avertissement

Le présent document ne remplace ou ne modifie d'aucune manière la *Loi sur la protection d'environnement (1999)* ni le *Règlement sur les combustibles propres*, pas plus qu'il ne vise à fournir une interprétation juridique du règlement. En cas d'incompatibilité entre le présent document et la Loi ou le règlement, la Loi et le règlement prévalent.

Table des matières

Avant-propos	iii
Avertissement	iii
1.0 Introduction	6
2.0 Termes et définitions	6
3.0 Admissibilité	8
4.0 Création des unités de conformité	9
4.1. Période de création d'unités de conformité.....	9
4.2. Création des unités de conformité	9
4.3. Catégorie des unités de conformité créées	9
5.0 Projet.....	9
5.1. Emplacements du projet	9
5.2. Sources et puits pertinents pour le projet	10
6.0 Scénario de référence	15
6.1. Identification et sélection du scénario de référence.....	15
7.0 Méthodes de quantification.....	17
7.1. Quantification de la réduction des émissions.....	18
7.2. Quantification des émissions du projet	18
7.3. Quantification des émissions du scénario de référence	19
8.0 Exigences de surveillance	20
8.1. Exigences en matière de données.....	20
9.0 Exigences en matière de rapports	45
9.1. Demande de reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO ₂ e (article 34 et annexe 4 du règlement)	45
9.2. Rapport annuel de création des unités de conformité	46
10.0 Exigences relatives à la conservation des renseignements	47
11.0 Permanence.....	47
11.1. Transferts de CO ₂ depuis un projet de RAH	48
11.2. Renversements	48
12.0 Vérification	48
12.1. Seuils d'importance relative	49
12.1.1 Seuils d'importance relative quantitative.....	49
12.2.1 Seuils d'importance relative qualitative	49

ANNEXE A : Calcul au prorata du CO ₂ et des émissions admissibles.....	50
ANNEXE B : Agrégation de plusieurs projets	54
ANNEXE C : Tableaux de référence	58
ANNEXE D : Lignes directrices pour estimer les émissions de l'équipement souterrain et de l'exploitation de RAH dans le sous-sol	59

1.0 Introduction

Cette méthode de quantification (MQ) est destinée à être utilisée par les créateurs enregistrés qui demandent la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions d'équivalent de dioxyde de carbone (CO₂e) afin de créer des unités de conformité en vertu du *Règlement sur les combustibles propres* (le règlement).

Le dioxyde de carbone (CO₂) est émis dans de nombreux procédés industriels de production. Il peut être produit à la suite de la combustion de combustibles ou faire partie intégrante du procédé industriel. Ce CO₂ peut être capté pour d'autres utilisations ou évacué directement dans l'atmosphère. Le captage des émissions de CO₂ et leur transfert vers un stockage permanent permettent de réduire les émissions anthropiques de CO₂ dans l'atmosphère.

Les projets de captage et de stockage du carbone, admissibles dans le cadre de la présente MQ, se composent généralement de quatre éléments principaux :

- les procédés industriels ou les activités de combustion de combustibles qui génèrent du CO₂;
- les infrastructures de captage et de purification du CO₂, qui peuvent être intégrées dans une nouvelle installation ou aménagées dans une installation existante;
- un pipeline de CO₂ pour transporter le CO₂ de l'installation de captage jusqu'au(x) site(s) d'injection;
- le stockage géologique net de CO₂ par l'injection de CO₂ dans un réservoir de pétrole. Le CO₂ produit, qui remonte du sous-sol par la production de pétrole est habituellement traité et réinjecté (c'est-à-dire recyclé) dans la formation géologique productrice de pétrole aux puits d'injection de CO₂. Les quantités de CO₂ réinjectées ne sont pas admissibles à la création d'unités de conformité dans le cadre de la présente MQ afin de s'assurer qu'il n'y ait pas de double comptabilisation des volumes.

Aux fins de l'alinéa 32(2)f) du règlement, cette MQ s'applique aux projets réalisés au Canada.

2.0 Termes et définitions

Les définitions du règlement s'appliquent. Se référer au paragraphe 1(1) du règlement pour les autres définitions qui ne sont pas incluses dans ce document. Cette section comprend uniquement les définitions supplémentaires qui ne se trouvent pas dans le règlement.

Captage du CO₂ : le captage, la purification et la compression du CO₂ à une installation où il serait autrement directement rejeté dans l'atmosphère.

Éruption de forage : un écoulement non intentionnel de fluides (pétrole, gaz, eau ou autre substance) en provenance d'un puits à la surface et qui ne peut être contrôlé par les équipements existants de prévention des éruptions ou les têtes de puits, ou un écoulement d'un gisement à un ou plusieurs autres gisements (éruption souterraine) qui ne peut être contrôlé en augmentant la densité du fluide.

Gaz injecté : la quantité totale de CO₂ qui est mesurée directement en amont de la tête de puits d'injection. Cette quantité est issue du projet et sert à déterminer le niveau d'activité du scénario de référence.

Injection du CO₂ : une activité qui consiste à placer le CO₂ capté dans un site de stockage géologique à long terme.

Installation de combustibles fossiles : une installation qui produit, traite, stocke, transporte ou distribue des combustibles fossiles à l'état liquide dans des conditions normales ou des charges d'alimentation à base de pétrole en amont du raffinage. N'est pas visée l'installation dont l'activité principale est la production, le traitement, le stockage, le transport ou la distribution de combustibles ou de charges d'alimentation à base de pétrole à l'état gazeux dans des conditions normales.

Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) : un indice basé sur les propriétés radiatives des gaz à effet de serre, qui mesure le forçage radiatif suivant l'émission pulsée d'une masse unitaire d'un gaz à effet de serre donné dans l'atmosphère actuelle intégrée sur un horizon temporel choisi, par rapport à celle du dioxyde de carbone. Le PRP représente l'effet combiné des différents horizons temporels pendant lesquels ces gaz restent dans l'atmosphère et de leur efficacité relative à provoquer un forçage radiatif. Les facteurs de caractérisation pour le PRP à utiliser sont fournis à l'annexe A de la *Méthode du modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles*.

Projet de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) : l'ensemble du captage du CO₂, des systèmes de transport du CO₂, du stockage du CO₂, de l'injection du CO₂ et de l'équipement connexe.

Réseau électrique : un réseau de distribution d'électricité qui est soumis aux normes de la *North American Electric Reliability Corporation*.

Stockage du CO₂ : le confinement à long terme du CO₂ dans des formations géologiques souterraines (synonyme de stockage permanent).

Sur le site : le terme désigne les bâtiments, les autres structures et les équipements fixes situés à un emplacement du projet de récupération assistée des hydrocarbures.

Système de transport du CO₂ : tout mode de transport utilisé pour déplacer le CO₂ capté vers le site d'injection du CO₂.

Venue en cours de forage : toute entrée inattendue d'eau, de gaz, de pétrole ou d'un autre fluide de formation dans un puits de forage qui est sous contrôle et qui peut être remise en circulation et éjectée.

3.0 Admissibilité

Pour démontrer qu'un projet de réduction des émissions de CO₂e satisfait aux exigences de cette MQ, le créateur enregistré doit fournir des preuves suffisantes qui démontrent que :

1. le projet permet de capter le CO₂ directement à partir d'une installation émettrice au Canada;
2. le projet consiste en l'injection de gaz de CO₂ dans une formation géologique d'où du pétrole est extrait, qui est capable de les stocker de façon permanente au Canada, tel que défini par les règlements pertinents de la ou les province(s) ou le ou les territoire(s) où le projet est situé;
3. le CO₂ capté et injecté provient de l'une ou de plusieurs des sources admissibles suivantes :
 - a. CO₂ capté à une installation de combustibles fossiles qui n'est pas associé à la production de combustibles à faible IC;
 - b. CO₂ capté à une installation qui fournit de l'hydrogène, de l'électricité ou de la chaleur à une installation de combustibles fossiles, déterminé au prorata de la quantité d'hydrogène, d'électricité ou de chaleur produit qui est fourni à l'installation de combustibles fossiles tel que décrit à l'annexe A :
 - i. l'électricité doit être fournie directement à l'installation de combustibles fossiles, et non fournie par un réseau électrique;
 - ii. l'électricité ne doit pas être produite par une installation qui brûle du charbon, du coke de pétrole ou du gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole;
 - c. CO₂ capté à une installation qui fournit de l'hydrogène à une installation qui fournit de l'électricité ou de la chaleur à une installation de combustibles fossiles, déterminé au prorata de la quantité d'hydrogène produit utilisée pour produire de l'électricité ou de la chaleur et de la quantité d'électricité ou de chaleur produite qui est fournie à l'installation de combustibles fossiles, tel que décrit à l'annexe A :
 - i. l'électricité doit être fournie directement à l'installation de combustibles fossiles, et non fournie par un réseau électrique;
4. le captage du CO₂ a commencé le 1^{er} juillet 2017 ou après;
5. le projet doit être en règle avec tous les permis d'exploitation et les règlements pertinents de la ou des province(s) ou du ou des territoire(s) où il est situé;
6. pour l'abandon des puits, le projet ne doit pas devoir diminuer la pression du réservoir à une pression inférieure à celle présente dans le réservoir à la fin des opérations de production, afin de se conformer aux conditions de ses permis ou à des exigences réglementaires.

Le Ministre peut refuser des projets dans une province ou un territoire s'il n'est pas possible de démontrer que la province ou le territoire en question dispose d'une réglementation pertinente pour assurer un stockage permanent. Cela comprend, sans s'y limiter, les exigences relatives à la caractérisation du site, la construction et l'exploitation des puits, la surveillance de l'injection et l'abandon des puits.

4.0 Création des unités de conformité

4.1. Période de création d'unités de conformité

Les projets de réduction des émissions de CO₂e qui utilisent cette MQ sont admissibles à la création des unités de conformité dans le cadre du règlement pendant une période de 20 ans à compter de la date de reconnaissance du projet ou, si elle est postérieure, de la date souhaitée visée à l'alinéa 34(2)b) du règlement qui est indiquée dans la demande. Une prolongation unique de 5 ans pour la période de création des unités de conformité peut être autorisée conformément aux paragraphes 42(1) et 42(2) du règlement.

4.2. Création des unités de conformité

Le propriétaire ou l'exploitant d'une installation qui injecte le CO₂ dans une formation géologique productrice de pétrole est le créateur enregistré par défaut. Le créateur enregistré peut être différent de celui par défaut, si le propriétaire ou l'exploitant d'une installation qui injecte le CO₂ dans une formation géologique productrice de pétrole conclut un accord avec une autre partie pour la création des unités de conformité pour le projet de réduction des émissions de CO₂e conformément à l'article 21 du règlement.

Le propriétaire ou l'exploitant qui injecte le CO₂ dans une formation géologique productrice de pétrole ou cette autre partie avec laquelle un accord a été conclu doit s'enregistrer comme créateur enregistré conformément à l'article 25 du règlement et avoir un projet reconnu à la suite du dépôt d'une demande de reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e avant de créer des unités de conformité en vertu du règlement.

Si plus d'une personne fait une demande de reconnaissance pour le même projet, aucune unité de conformité ne sera accordée pour ce projet tant que les parties n'auront pas désigné le créateur enregistré d'un commun accord.

4.3. Catégorie des unités de conformité créées

Les unités de conformité sont créées pour la catégorie des combustibles liquides.

5.0 Projet

5.1. Emplacements du projet

Un projet est constitué de plusieurs emplacements interconnectés, tels que :

- une installation où se produit la production du CO₂ qui est capté par le projet;

- une installation où se trouve l'infrastructure de captage du CO₂, y compris de compression/déshydratation (qui peut se trouver sur le même site que la production du CO₂);
- un moyen de transporter le CO₂ de l'installation de captage jusqu'au(x) site(s) d'injection;
- les stations de compression situées le long du pipeline de CO₂ (où une compression supplémentaire est nécessaire pour augmenter la pression fournie initialement à l'installation de captage);
- le(s) site(s) où le CO₂ est injecté dans la formation géologique productrice de pétrole;
- le(s) site(s) où le CO₂ est produit et traité pour être réinjecté dans la formation géologique.

Plusieurs installations de production de CO₂, installations de captage, pipelines, sites d'injection et/ou sites de réinjection peuvent être regroupés en un seul projet. Voir l'annexe B pour plus de renseignements et des exemples de scénarios.

Chaque emplacement de projet doit être désignée de manière unique à l'aide des coordonnées du système de positionnement mondial (GPS) (en degrés décimaux au cent millième près, 5 décimales) ou, dans le cas d'un pipeline, à l'aide d'une carte permettant de déterminer les coordonnées GPS, en degré décimaux au cent millième près (5 décimales), tout le long du pipeline. Des pièces justificatives démontrant le ou les emplacements du projet doivent également être fournies, y compris des photographies aériennes, des cartes ou des images satellites. Les limites utilisées pour déterminer les sources et les puits sur le site et hors site de chaque projet doivent être indiquées.

5.2. Sources et puits pertinents pour le projet

Le projet est le captage, la compression, le transport, l'injection et la réinjection du CO₂ dans une formation géologique productrice de pétrole en vue de son stockage permanent. Les émissions du projet associées au captage, à la compression, au transport, à l'injection, à la réinjection et aux fuites du sous-sol vers l'atmosphère sont soustraites des émissions du scénario de référence, afin de déterminer la réduction nette de gaz à effet de serre atteinte par le projet. La liste complète des sources est présentée à la Figure 1, et des descriptions plus détaillées figurent au Tableau 1.

Les projets de récupération assistée des hydrocarbures avec captage et stockage du carbone réduisent principalement les émissions de dioxyde de carbone, mais de petites quantités de méthane et d'oxyde nitreux peuvent également être émises en raison de la combustion et des émissions de production en amont. Le projet doit quantifier la concentration en pourcentage de trois espèces d'émissions de gaz à effet de serre : le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux.

Figure 1 : Sources et puits pertinents pour le projet

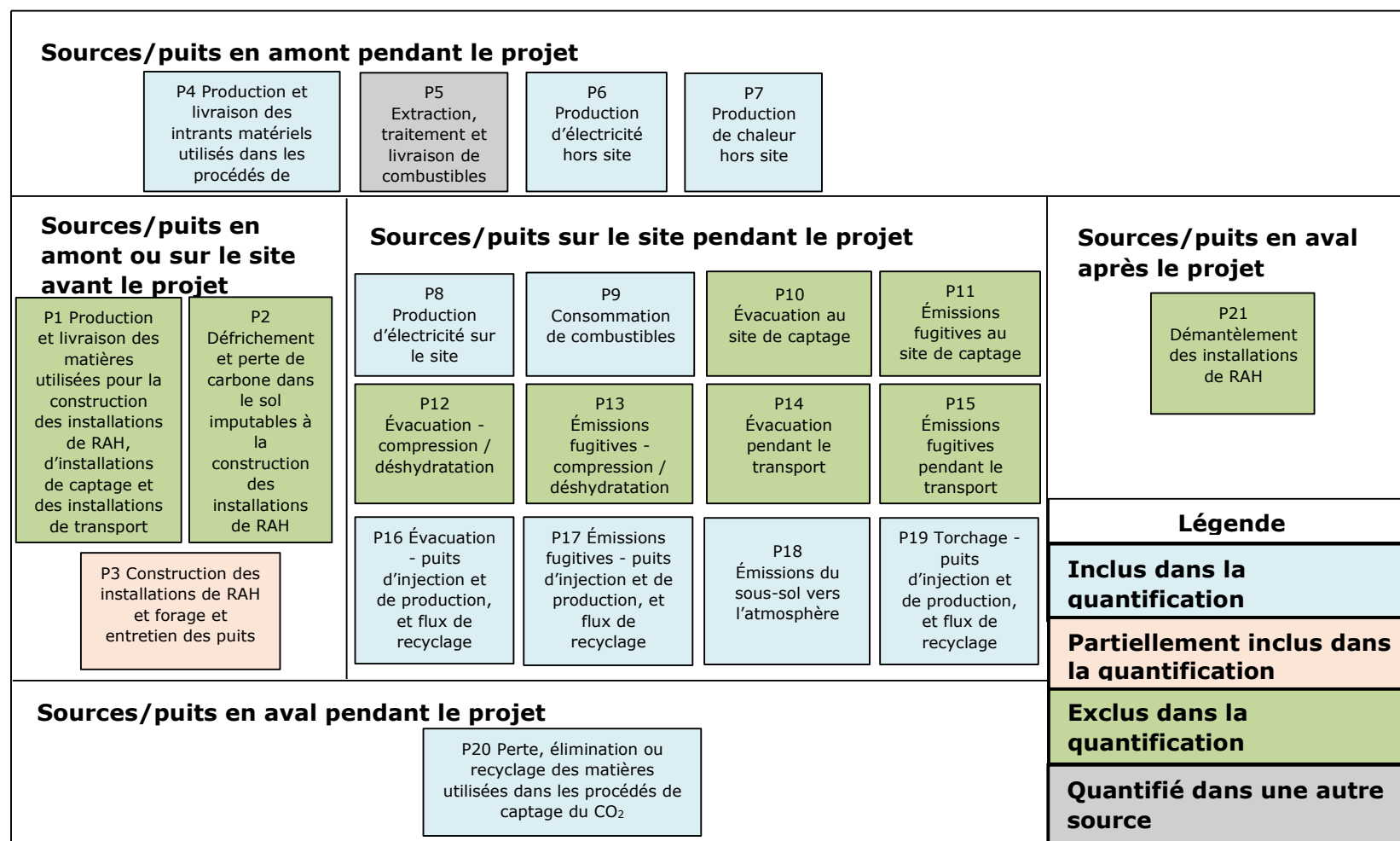


Tableau 1 : Descriptions des sources et des puits

1. SP	2. Description	3. Inclus ou exclus de la quantification
Sources et puits en amont avant le projet		
P1 – Production et livraison des matières utilisées pour la construction des installations de RAH, des installations de captage et des installations de transport	Les matériaux utilisés dans la construction des installations de captage et de stockage du carbone, tels que l’acier et le béton, devront être fabriqués et livrés au site. Les émissions sont attribuées à la consommation des combustibles fossiles et d’électricité pour la fabrication des matériaux et la consommation des combustibles fossiles pour la livraison des matériaux.	Exclus
Sources et puits sur le site avant le projet		
P2 – Défrichage et perte de carbone dans le sol imputables à la construction des installations de RAH	Le défrichage des terres végétales ou forestières pour la préparation d’un site peut entraîner le rejet dans l’atmosphère de dioxyde de carbone qui était auparavant stocké dans le sol.	Exclus
P3 – Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits	La construction du site nécessitera divers équipements lourds, des outils électriques plus petits, des grues, des génératrices et des opérations de forage de puits. L’opération de ces équipements entraînera des émissions de gaz à effet de serre provenant de l’utilisation de combustibles fossiles et d’électricité et d’éventuelles venues ou éruptions qui pourraient rejeter des hydrocarbures pendant le forage des puits d’injection et de surveillance.	Partiellement inclus
Sources et puits en amont pendant le projet		
P4 – Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO ₂	Des intrants matériels, y compris des produits chimiques spécialisés ou des additifs tels que des adsorbants à base d’amines, sont nécessaires pour le captage et le traitement du CO ₂ . Les émissions de gaz à effet de serre sont attribuées à la consommation de combustibles fossiles pour le transport de ces intrants matériels, et aux intrants d’électricité et de combustibles fossiles pour leur production.	Inclus
P5 – Extraction, traitement et livraison de combustibles	Chacun des combustibles utilisés dans le cadre du projet devra être extrait, traité et transporté au site. La livraison peut se faire par camion, par chemin de fer ou par pipeline. Des émissions de CO ₂ , CH ₄ et N ₂ O sont associées à ces activités.	Exclus
P6 – Production d’électricité hors site	Les émissions associées à la production d’électricité hors site qui est consommée aux installations du projet.	Inclus
P7 – Production de chaleur hors site	Les émissions associées à la production de chaleur hors site qui est consommée aux installations du projet.	Inclus
Sources et puits sur le site pendant le projet		

P8 – Production d'électricité sur le site	Des intrants d'électricité peuvent être nécessaires pour le captage, la compression, le transport, l'injection et la réinjection du CO ₂ . L'électricité peut être produite de manière indépendante ou par cogénération à l'intérieur des limites du projet. La quantité et le type des combustibles consommés pour produire de l'électricité ainsi que la quantité d'électricité consommée par le projet provenant de chaque source de production font l'objet d'un suivi.	Inclus
P9 – Consommation de combustibles	La consommation de combustible peut être nécessaire pour le captage, le traitement, la compression, la déshydratation, le transport, l'injection et la réinjection du CO ₂ , de même que pour la production d'électricité ou de chaleur. La quantité et le type des combustibles consommés provenant de chaque source font l'objet d'un suivi.	Inclus
P10 – Évacuation au site de captage	Une certaine quantité de CO ₂ est évacuée pendant le projet. Une évacuation de CO ₂ peut également être nécessaire pour un entretien des équipements ou pour des arrêts d'urgence. Ces gaz seront principalement composés de CO ₂ avec des traces d'autres gaz.	Exclus
P11 – Émissions fugitives au site de captage	Des fuites involontaires de gaz provenant de l'unité de captage et de traitement du CO ₂ peuvent se produire en raison de joints défectueux, de raccords lâches ou de défaillance de l'équipement.	Exclus
P12 – Évacuation - compression/déshydratation	Une évacuation de CO ₂ planifiée ou d'urgence peut être nécessaire pour un entretien du compresseur et du déshydrateur et/ou des arrêts d'urgence.	Exclus
P13 – Émissions fugitives - compression/déshydratation	Des fuites involontaires de gaz provenant du compresseur et/ou du déshydrateur peuvent se produire aux joints, raccords lâches, pièces d'équipement et garnitures d'étanchéité du compresseur.	Exclus
P14 – Évacuation pendant le transport	Une évacuation planifiée ou d'urgence de CO ₂ peut être nécessaire pour un entretien du pipeline et/ou un arrêt.	Exclus
P15 – Émissions fugitives pendant le transport	Des fuites involontaires de gaz provenant du pipeline de CO ₂ , de l'équipement de transport et d'autres compresseurs peuvent se produire aux joints, raccords lâches, pièces d'équipement et garnitures d'étanchéité du compresseur.	Exclus
P16 – Évacuation - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	Une évacuation planifiée ou d'urgence de CO ₂ peut être nécessaire pour des travaux sur les puits d'injection ou de production, des contrôles d'intégrité mécanique et des travaux d'entretien. Chaque épisode d'évacuation doit être consigné, incluant la durée, et la quantité estimée et la composition du gaz évacué.	Inclus

P17 – Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	Des fuites involontaires ou imprévues de gaz aux puits d'injection de CO ₂ ou aux puits de production peuvent se produire aux robinets, brides, raccords de tuyaux, joints mécaniques ou équipements connexes.	Inclus
P18 – Émissions du sous-sol vers l'atmosphère	Des émissions accidentelles vers l'atmosphère peuvent avoir lieu en raison de la migration des gaz par des failles ou des fractures non détectées et/ou de l'équipement souterrain compromis, comme des tubages, du ciment, des têtes de puits, des garnitures d'étanchéité ou des tubulures. Le CO ₂ qui migre en provenance du complexe de stockage projeté sont considérées de la même façon que s'il avait été rejeté à l'atmosphère et doit donc être quantifié en conséquence. Les rejets ou retraits/transferts intentionnels de CO ₂ ou les renversements nets sont également inclus ici.	Inclus
P19 – Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	Un torchage planifié ou d'urgence peut être nécessaire pour des travaux sur les puits d'injection ou de production, des contrôles d'intégrité mécanique ou des torchages de flux de réinjection. Les volumes brûlés et les émissions subséquentes sont additionnées au torchage précisé au scénario de référence découlant d'une production de pétrole selon un schéma de RAH. Il faut enregistrer chaque épisode de torchage et consigner sa durée, les sources des gaz torchés (ainsi que tout gaz naturel supplémentaire torché) et les quantités torchées estimées.	Inclus
Sources et puits en aval pendant le projet		
P20 – Perte, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage du CO ₂	Les intrants matériels sont soit éliminés, soit recyclés à la fin de leur vie utile. Les émissions de gaz à effet de serre résultent du transport des matières vers des sites d'enfouissement industriels et/ou des procédés de recyclage des matières. Des émissions sont également associées à la perte de matières pendant l'exploitation du projet.	Inclus
Sources et puits en aval après le projet		
P21 – Démantèlement des installations de récupération assistée des hydrocarbures	L'infrastructure est démantelée à la fin de l'exploitation du projet. Cela implique le démontage des équipements, la démolition des structures sur le site, l'élimination de certaines matières dans des sites d'enfouissement, la restauration de l'environnement, le nivellement, la plantation ou l'ensemencement, et le transport des matières hors site. Les émissions de gaz à effet de serre résultent de la combustion des combustibles fossiles et de l'utilisation d'électricité.	Exclus

6.0 Scénario de référence

6.1. Identification et sélection du scénario de référence

Le scénario de référence pour les projets utilisant cette MQ se définit comme l'émission continue de CO₂ dans l'atmosphère qui est capté et injecté dans le cadre du projet. Les émissions de CO₂ du scénario de référence sont dynamiques et seront quantifiées annuellement. Les émissions de CO₂ du scénario de référence sont fondées sur les données du projet et sont mesurées directement en amont des têtes de puits d'injection. Ces émissions n'incluent aucunement les quantités de CO₂ réinjecté (c.à.d. le CO₂ recyclé) ou ayant déjà servi à la création des unités de conformité.

On fait l'hypothèse que l'exploitation pendant le scénario de référence est la récupération assistée des hydrocarbures, sans l'utilisation de CO₂. Ainsi, le pétrole produit par un projet de RAH est réputé inchangé. La production de pétrole n'est pas une activité additionnelle et n'est pas considérée dans le calcul du CO₂ séquestré. Les émissions associées à la production de pétrole sont considérées équivalentes dans le scénario de référence et pendant le projet, et sont alors exclues de la quantification.

Figure 2 : Sources et puits pertinents pour le scénario de référence

Sources/puits en amont pendant le scénario de référence						
Sources/puits en aval avant le scénario de référence	<p>Sources/puits sur le site pendant le scénario de référence</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="text-align: center;">R1 CO₂ injecté</td> <td style="text-align: center;">R2 CH₄ injecté</td> <td style="text-align: center;">R3 N₂O injecté</td> <td style="text-align: center;">R4 Fluide réinjecté</td> </tr> </table>	R1 CO ₂ injecté	R2 CH ₄ injecté	R3 N ₂ O injecté	R4 Fluide réinjecté	Sources/puits en amont après le scénario de référence
R1 CO ₂ injecté	R2 CH ₄ injecté	R3 N ₂ O injecté	R4 Fluide réinjecté			
Sources/puits en aval pendant le scénario de référence						
		Légende				
		Inclus dans la quantification				
		Exclus de la quantification				

Tableau 2 : Description des sources et des puits

1. SP	2. Description	3. Inclus ou exclus de la quantification
Sources et puits en amont pendant l'exploitation de référence – Non applicable		
Sources et puits sur le site pendant le scénario de référence		
R1 CO ₂ injecté	Toutes les émissions de CO ₂ rejetées dans l'atmosphère dans le scénario de référence comme rejet de CO ₂ . Les émissions du scénario de référence sont fondées sur les données du projet, en utilisant la mesure directe de la quantité de fluide mesurée en amont des têtes de puits d'injection pendant le projet. Exclut le fluide réinjecté.	Inclus
R2 CH ₄ injecté	Toutes les émissions de CH ₄ rejetées dans l'atmosphère dans le scénario de référence. Les émissions du scénario de référence sont fondées sur les données du projet, en utilisant la mesure directe de la quantité de fluide mesurée en amont des têtes de puits d'injection pendant le projet.	Exclus
R3 N ₂ O injecté	Il s'agit de toutes les émissions de N ₂ O rejetées dans l'atmosphère dans le scénario de référence. Les émissions du scénario de référence sont fondées sur les données du projet, en utilisant la mesure directe de la quantité de fluide mesurée en amont des têtes de puits d'injection au cours du projet.	Exclus
R4 Fluide réinjecté	Toutes les émissions de CO ₂ produites et réinjectées dans le projet de RAH doivent être déclarées, et ces quantités doivent être distinctes de celles de R1 CO ₂ injecté. Dans certains cas, ce fluide réinjecté est du CO ₂ qui a été précédemment injecté, mais dans d'autres cas, le CO ₂ réinjecté provient de matières carbonatées dans le réservoir de projet (c'est-à-dire du CO ₂ provenant de la formation).	Exclus
Sources et puits en aval pendant le scénario de référence – Non applicable		
Sources et puits en aval après le scénario de référence – Non applicable		

7.0 Méthodes de quantification

Les méthodes décrites ci-dessous doivent être utilisées pour la quantification de chacun des gaz à effet de serre. Ces méthodes de calcul utilisent les équations suivantes pour calculer les réductions des émissions en comparant le scénario de référence et le projet. Les calculs doivent uniquement tenir compte des émissions liées au captage, au transport et au stockage de la partie admissible du CO₂. Aux fins du paragraphe 36(3) du règlement, le CO₂ capté à partir de sources admissibles (voir section 3.0 de cette QM) sera déterminé au prorata de la quantité de pétrole brut ou de combustible fossiles à l'état liquide qui n'est pas exporté du Canada, tel que décrit à l'annexe A.

7.1. Quantification de la réduction des émissions

Pour déterminer les réductions totales des émissions pour la période de conformité, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\text{Réduction des émissions (tCO}_2\text{e)} = \text{Émissions}_{\text{Scénario de référence}} - \text{Émissions}_{\text{Projet}} - \text{Déduction des réductions}$$

$$\text{Déduction des réductions} = \text{Émissions}_{\text{Scénario de référence}} * \text{FR}$$

Où :

FR = Facteur de réduction appliquée au CO₂ injecté qui est fixé à 0,005

7.2. Quantification des émissions du projet

Pour déterminer les émissions totales du projet pour la période de conformité, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\begin{aligned} \text{Émissions}_{\text{Projet}} = & \text{Émissions}_{\text{Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO}_2} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Production d'électricité hors site}} + \text{Émissions}_{\text{Production de chaleur hors site}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Production d'électricité sur le site}} + \text{Émissions}_{\text{Consommation de combustibles}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Évacuation - puits d'injection et de production, et flux de recyclage}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Sous-sol vers l'atmosphère}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage}} + \\ & \text{Émissions}_{\text{Perte, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage du CO}_2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Émissions totales de CO}_2\text{e} = & \sum (\text{émissions CO}_2) * \text{PRP}_{\text{CO}_2} + \sum (\text{émissions CH}_4) * \\ & \text{PRP}_{\text{CH}_4} + \sum (\text{émissions N}_2\text{O}) * \text{PRP}_{\text{N}_2\text{O}} \end{aligned}$$

Où :

Émissions_{Projet} = somme des émissions du projet

Émissions_{Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits} = émissions selon P3 – Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits

Émissions_{Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO₂} = émissions selon P4 – Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO₂

Émissions_{Production d'électricité hors site} = émissions selon P6 – Production d'électricité hors site

Émissions Production de chaleur hors site = émissions selon P7 – Production de chaleur hors site

Émissions Production d'électricité sur le site = émissions selon P8 – Production d'électricité sur le site

Émissions Consommation de combustibles = émissions selon P9 – Consommation de combustibles

Émissions Évacuation - puits d'injection et de production, et flux de recyclage = émissions selon P16 – Évacuation - puits d'injection et de production, et flux de recyclage

Émissions Émissions - puits d'injection et de production, et flux de recyclage = émissions selon P17 – Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage

Émissions Sous-sol vers l'atmosphère = émissions selon P18 – Émissions du sous-sol vers l'atmosphère

Émissions Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage = émissions selon P19 – Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage

Émissions Perte, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage du CO₂ = émissions selon P20 – Perte, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage du CO₂

Émissions d'équivalent de CO₂ = somme de toutes les émissions de gaz à effet de serre converties en termes d'équivalents de CO₂, ne s'applique pas aux volumes de CH₄ ou de N₂O injectés

7.3. Quantification des émissions du scénario de référence

Pour déterminer les émissions totales du scénario de référence pour la période de conformité, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\text{Émissions Scénario de référence} = \text{Émissions CO}_2 \text{ injecté}$$

Où :

Émissions Scénario de référence = émissions fondées sur les données du projet déterminées en utilisant la quantité mesurée de CO₂ injecté dans le projet, mais n'incluent pas les émissions de CH₄, de N₂O, ou de CO₂ réinjecté (recyclé ou transféré)

Émissions CO₂ injecté = émissions selon R1 – CO₂ injecté

8.0 Exigences de surveillance

8.1. Exigences en matière de données

Le tableau 3 ci-dessous fournit les renseignements sur la surveillance, les mesures et la quantification qui doivent être utilisés pour quantifier les émissions du scénario de référence et du projet. Tableau 4 fournit les lignes directrices sur les exigences de en matière de mesure et de surveillance du gaz injecté. Tableau 5 énumère les exigences générales de surveillance pour les intrants de combustibles fossiles et d'électricité. Toutes les exigences du règlement s'appliquent.

Tableau 3 : Sources et puits

Tous les volumes de gaz doivent être calculés à des conditions de température et de pression normales.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
<i>Sources et puits pertinents pour le scénario de référence</i>						
R1 – CO ₂ injecté	$\text{Émissions}_{\text{CO}_2 \text{ injecté}} = \sum (\text{Vol.}_{\text{Gaz injecté}} * \% \text{CO}_2 \text{ injecté} * \rho_{\text{CO}_2 \text{ injecté}}) / 1000$					
	Émissions CO ₂ injecté	tonnes de CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Volume de gaz injecté / Vol. Gaz injecté	m ³	Mesuré	Mesure directe du volume de gaz au moyen d'un compteur situé le plus près possible de chaque tête de puits d'injection, mais avant le point d'injection du fluide réinjecté.	Mesure en continu au moyen d'un compteur	La mesure directe au moyen de compteur est une pratique standard. La fréquence de la mesure est la plus élevée possible.
	Concentration de CO ₂ injecté / % CO ₂ injecté	Volume (%)	Mesurée	Directement mesurée en aval de l'équipement de captage et de traitement ou en amont du champ d'injection à un point de transfert de propriété. Quand d'autres flux de CO ₂ se combinent avec un flux de captage de concentration connue, la concentration du flux combiné doit être confirmée par une mesure directe du flux combiné ou par un bilan massique et une mesure du flux de captage additionnel. Le point d'échantillonnage	Quotidienne	Un minimum d'échantillons quotidiens dont la moyenne mensuelle est calculée sur une base volumétrique.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
				de la mesure peut se situer en aval de la jonction afin de prendre la concentration du flux combiné. Il est aussi possible de prendre la mesure en aval du point de captage additionnel, mais en amont du point de combinaison. Dans ce cas, la concentration du flux combiné peut être calculée en résolvant une équation à variable unique du bilan massique.		
	Densité du CO ₂ injecté / ρ _{CO2} injecté	kg/m ³	Estimée	Doit utiliser une densité de référence, corrigée en fonction des conditions auxquelles les volumes de gaz sont déclarés. Les conversions de données de tous les instruments dotés d'un dispositif de compensation de pression et de température doivent utiliser la même pression ou température que celle utilisée pour calibrage spécifique du compteur.	S.O.	Les densités doivent être utilisées de manière uniforme tout au long du projet.
<i>Sources et puits pertinents pour le projet</i>						
P3 – Construction des installations de RAH et forage	$\text{Émissions}_{\text{Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits}} = \sum (\text{Vol. Venue de gaz} * \% \text{ CO}_2, \text{ CH}_4 * \rho_{\text{CO}_2, \text{ CH}_4}) / 1000 * \text{PRP}_{\text{CH}_4, \text{ NO}_2}$					
	Émissions Construction des installations de RAH et forage et entretien des puits	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
et entretien des puits	Volume du gaz d'évacuation / Vol. Gaz évacué	m ³	Estimé	Si l'activité de forage a entraîné une venue ou une éruption, le volume de gaz rejeté doit être estimé conformément aux règles applicables de l'administration où le site d'injection est situé.	Estimation technique par événement, étant donné qu'ils surviennent avant le projet.	La méthode de mesure doit être aussi fréquente que l'événement.
	Concentration de CO ₂ , CH ₄ dans le gaz d'évacuation % CO ₂ , CH ₄	Volume (%)	Mesurée	Une analyse du gaz mesuré doit être obtenue.	Par événement	La méthode de mesure doit être aussi fréquente que l'événement.
			Estimée	Doit être déterminée selon la connaissance des procédés et/ou d'estimations techniques.	Par événement	
Densité du gaz évacué / ρ _{CO₂, CH₄}	kg/m ³	Estimée	Doit utiliser une densité de référence, corrigée en fonction des conditions auxquelles les volumes de gaz sont déclarés. Les conversions de données de tous les instruments dotés d'un dispositif de compensation de de la pression et la température doivent utiliser la même pression ou température que celle utilisée pour le calibrage spécifique du compteur.	S.O.	Les densités doivent être utilisées de manière uniforme tout au long du projet.	
	PRP _{CH₄, N₂O} Potentiel de réchauffement planétaire	sans unité	Estimé	Valeurs tirées de la <i>Méthode du modèle d'analyse de cycle de vie</i> (annexe A).	S.O.	Les valeurs qui doivent être utilisées sont celles publiées dans la version la

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
						plus récente du document pour la période de conformité pendant laquelle les unités de conformité sont créées.
P4 – Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO ₂	<i>Émissions</i> Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO ₂ = $\sum (\text{Intrant } i * \text{Intrant } FE_{i \text{ CO}_2, \text{ CH}_4, \text{ N}_2\text{O}})$					
	Émissions Production et livraison des intrants matériels utilisés dans les procédés de captage du CO ₂	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Quantité d'intrants matériels consommés pour l'exploitation de l'installation de captage et de stockage du carbone / Intrant _i	tonnes/L/ m ³ /autre	Estimée	Estimation de la quantité d'intrants matériels consommés pour le projet de RAH sur la base des documents de conception technique.	Annuelle	Les registres d'approvisionnement ou le rapport d'ingénierie préciseront la quantité d'intrants matériels nécessaires pour une installation de captage et de stockage du carbone de taille appropriée. Représente le

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
						moyen d'estimation le plus raisonnable.
	Facteurs d'émission pour chaque type d'intrant matériel / Intrant CE i CO2, CH4, N2O	tonnes de CO2e par t/L/m ³ / autre	Estimé	Conception spécifique au projet.	Annuelle	Estimations de production et de livraison pour les coefficients d'émission des intrants matériels
P6 – Production d'électricité hors site	<i>Émissions</i> Production d'électricité hors site = $\sum(\text{Électricité Distribuée} * 0,0036 * FE \text{ Électricité}) / 1\ 000\ 000$					
	Émissions Production d'électricité hors site	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Quantité totale d'électricité distribuée provenant du réseau électrique, ou d'une source directement connectée, consommée pour le projet de RAH / Électricité Distribuée	MWh	Mesurée	Mesure directe de l'électricité distribuée consommée à chaque installation participant au captage, à la compression, au transport, à l'injection et au stockage du CO ₂ . La consommation totale d'électricité est la somme de la consommation d'électricité des différents éléments individuels du projet de RAH. Les projets nécessitent un compteur individuel pour l'électricité distribuée.	Mesure en continu au moyen d'un compteur	La mesure directe en continu au moyen d'un compteur est pratique courante dans l'industrie et offre le degré de détail le plus élevé.
	Facteur d'intensité des émissions pour	g CO ₂ e/MJ	Estimé	Facteurs d'intensité des émissions pour chaque période de conformité tirés des <i>Spécifications pour le calcul</i>	Annuelle	Valeur de référence rajustée périodiquement.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
	la production d'électricité / FE ^{Électricité}			<p>de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles (tableaux 12 ou 13).</p> <p>Alternativement, si la source d'électricité à faible IC n'est pas incluse dans le tableau 13 des Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, un créateur enregistré ou un contributeur à l'intensité en carbone peut déterminer l'IC de l'électricité conformément à l'article 79 du règlement et faire une demande d'approbation conformément au paragraphe 80(1) du règlement. L'IC de l'électricité doit être approuvée par le Ministre conformément au paragraphe 85(1) du règlement afin d'être utilisée pour la création d'unités de conformité.</p>		<p>La valeur du facteur d'intensité des émissions qui doit être utilisée est celle publiée dans la version la plus récente des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> pour la période de conformité pendant laquelle les unités de conformité sont créées.</p> <p>L'IC approuvée ou l'IC réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du règlement peuvent être utilisées.</p>

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
P7 – Production de chaleur hors site	<i>Émissions</i> Production de chaleur hors site = $\sum (Chaleur_i * FE_i) / 1000$					
	Émissions Production de chaleur hors site	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Quantité de chaleur hors site qui est consommée par le projet / Chaleur _i	GJ	Mesurée	Mesure directe de la quantité de chaleur consommée par le projet de RAH.	Mesure en continu	La mesure en continu est la norme pour le transfert hors des limites.
	Facteur d'intensité des émissions associées à la chaleur / CE _i	g CO ₂ e /MJ	Estimé	Un facteur d'intensité des émissions de référence peut être utilisé. Se référer à l'IC pour la chaleur/vapeur achetée ou transférée du tableau 15 des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> où Peut être calculé. La méthode d'attribution du combustible imputable à l'électricité, expliquée à l'annexe 4 des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> , doit être utilisée pour déterminer l'IC de la chaleur produite à partir d'un système de cogénération.	Annuelle	Valeur de référence La valeur de l'IC qui doit être utilisée est celle de la version la plus récente des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> pour la période pendant laquelle des unités de conformité sont créées.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
				Toutefois, si le créateur enregistré constate que cette méthode d'attribution n'est pas adaptée à la quantification, pour des raisons telles que l'intégration de technologies ou de combustibles innovants, il peut demander l'utilisation d'une méthode d'attribution alternative dans le cadre de sa demande de reconnaissance du projet, accompagnée d'une justification.		
P8 – Production d'électricité sur le site	<p><i>Émissions Production d'électricité sur le site</i> = $\sum (\text{Combustible}_{i, RAH} * PCS_{\text{Combustible } i} * FE_{\text{Combustible } i}) / 1\,000\,000$</p> <p>Où :</p> <p>$\text{Combustible}_{RAH} = (\text{Électricité}_{RAH} / \text{Électricité}_T) * \text{Combustible}_E$</p> <p>Si le projet n'exporte pas d'électricité ou utilise de l'électricité pour la manutention du pétrole, le traitement de l'eau ou pour des utilisations non reliées au projet et qu'il n'y a pas de raison de rapporter P8 (production d'électricité sur le site) séparément, le combustible peut être comptabilisé dans P9 – Consommation de combustibles.</p> <p>Un combustible à faible IC utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales peut être quantifié à l'aide d'une IC qui a été déterminée en utilisant le modèle ACV des combustibles. Le combustible à faible IC doit être produit sur le site ou sur un site adjacent. Les réductions d'émissions associées à l'utilisation du combustible à faible IC ne doivent pas être comptabilisées dans la création d'unités de conformité d'une autre catégorie de conformité du règlement ou d'une autre MQ. Une attestation de l'installation de production du combustible à faible IC doit le démontrer.</p> <p>Un combustible non fossile utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales peut être quantifié à l'aide d'une IC qui a été déterminée en utilisant le modèle d'ACV des combustibles. Le combustible non fossile doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p> <p>Dans tous les autres cas, tout combustible non fossile ou de l'hydrogène utilisé dans le projet doit être quantifié comme s'il était le combustible fossile qu'il remplace. Par exemple, si une quantité de gaz naturel renouvelable ou d'hydrogène est utilisée dans le</p>					

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
projet, elle est considérée comme une quantité équivalente de gaz naturel fossile aux fins du calcul des émissions provenant de la consommation de combustibles.						
	Émissions Production d'électricité sur le site	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée fondée sur la quantité d'électricité provenant de l'installation de production d'électricité sur le site.
	Quantité déterminée au prorata de combustibles fossiles consommés pour produire de l'énergie à l'installation de production sur le site pour utilisation par le projet de RAH / Combustible RAH	L	Calculée	Calculée selon les quantités mesurée d'électricité fournie au projet.	Mensuelle	L'attribution des émissions au projet, déterminée au prorata de la production totale d'énergie qui est fournie au projet de RAH, est appropriée étant donné que plusieurs utilisateurs d'énergie peuvent s'approvisionner en électricité à partir d'une centrale électrique. La mesure directe de l'électricité est appropriée.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
	Quantité proportionnelle de combustibles fossiles consommés pour produire de l'énergie aux installations de production sur le site pour utilisation par le projet de RAH/ Combustible _{RAH}	L	Calculée	Calculée par rapport aux quantités mesurées, au moyen de compteur, d'électricité livrée au projet.	Mensuelle	L'attribution des émissions au projet, déterminée au prorata de la production totale d'énergie de l'unité de production d'électricité qui est fournie au projet de RAH, est appropriée étant donné que plusieurs utilisateurs d'énergie peuvent s'approvisionner en électricité à partir d'une centrale électrique. La mesure directe de l'électricité au moyen de compteur est appropriée.
	Quantité de combustibles fossiles consommés pour produire de l'électricité aux installations de production d'électricité sur le site utilisée pour projet de	L	Mesurée	Mesure directe du volume de combustibles fossiles consommés à une installation de production d'énergie et/ou une autre installation directement connectée qui fournit de l'énergie au projet.	Mesure en continu	La mesure directe en continu est pratique courante dans l'industrie et offre le degré de détail le plus élevé.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
	RAH / Combustible ϵ					
	Densité énergétique de chacun des types de combustibles / PCS Combustible i	MJ/L	Estimée	Valeurs PCS tirées des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> (tableau 8).	S.O.	Les valeurs qui doivent être utilisées sont celles publiées dans la version la plus récente du document pour la période de conformité pendant laquelle es unités de conformités sont créées.
	Facteur d'émission pour la consommation de chacun des types de combustibles / CE Combustible i	g CO _{2e} par MJ	Estimé	Facteurs d'émission tirés des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> (tableau 15). Où Un créateur enregistré ou un contributeur à l'intensité en carbone peut déterminer l'IC d'un combustible à faible IC utilisé sur le site, qui est gazeux dans des conditions normales conformément à l'article 76 du règlement et faire une demande d'approbation conformément au paragraphe 80(1) du règlement. L'IC du combustible à faible IC doit être approuvée par le Ministre	S.O.	La valeur du facteur d'intensité des émissions qui doit être utilisée est celle publiée dans la version la plus récente des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> pour la période de conformité pendant laquelle les unités de conformité sont créées.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
				<p>conformément au paragraphe 85(1) du règlement afin d'être utilisée pour la création d'unités de conformité. Le combustible à faible IC doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p> <p>Dans le cadre de la demande de reconnaissance du projet, un créateur enregistré peut faire une demande d'approbation de l'IC d'un combustible non fossile utilisé sur le site, qui est gazeux dans des conditions normales, qui a été déterminée en utilisant le modèle ACV des combustibles. Le combustible non fossile doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p>		<p>L'IC approuvée, l'IC réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du règlement (combustible à faible IC) ou l'IC réelle précisée dans le rapport annuel de création d'unités de conformité (combustible non fossile) peuvent être utilisées.</p>
	Quantité totale d'électricité fournie aux utilisateurs finaux par l'installation de production dans le projet / Électricité τ	GJ	Mesurée	Mesure directe de la quantité d'électricité, au moyen de compteur, distribuée à toutes les installations directement reliées à la centrale électrique; y compris la mesure directe de l'électricité totale distribuée au projet, au réseau électrique régional et à une installation industrielle.	Mesure en continu au moyen de compteur	La mesure directe en continu au moyen de compteur est pratique courante dans l'industrie et offre le degré de détail le plus élevé.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
P9 – Consommation de combustibles	<p><i>Émissions</i> Consommation de combustibles = $\sum (Vol. Combustible_i * PCS Combustible_i * FE utilisé_i) / 1\ 000\ 000$</p> <p>Un combustible à faible IC utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales peut être quantifié à l'aide d'une IC qui a été déterminée en utilisant le modèle ACV des combustibles. Le combustible à faible IC doit être produit sur le site ou sur un site adjacent. Les réductions d'émissions associées à l'utilisation du combustible à faible IC ne doivent pas être comptabilisées dans la création d'unités de conformité d'une autre catégorie de conformité du règlement ou d'une autre MQ. Une attestation de l'installation de production du combustible à faible IC doit le démontrer.</p> <p>Un combustible non fossile utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales peut être quantifié à l'aide d'une IC qui a été déterminée en utilisant le modèle d'ACV des combustibles. Le combustible non fossile doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p> <p>Dans tous les autres cas, tout combustible non fossile ou de l'hydrogène utilisé dans le projet doit être quantifié comme s'il était le combustible fossile qu'il remplace. Par exemple, si une quantité de gaz naturel renouvelable ou d'hydrogène est utilisée dans le projet, elle est considérée comme une quantité équivalente de gaz naturel fossile aux fins du calcul des émissions provenant de la consommation de combustibles.</p>					
	Émissions Consommation de combustibles sur site	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée dans une agrégation fondée sur la quantité et le type de combustible utilisé.
	Quantité de combustible utilisée pour consommation sur le site / Vol. Combustible _i	L	Mesurée	Calculée selon la mesure de la quantité de chacun des combustibles utilisés sur le site.	Mesure en continu ou rapprochement mensuel ou attribution	Les deux méthodes sont pratiques courantes. L'attribution des quantités mesurées est permise (p.ex. pour mettre à part les émissions pour la manutention de pétrole, etc.). La

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
						fréquence de la mesure est au plus haut niveau possible. La fréquence du rapprochement prévoit une diligence raisonnable.
	Densité énergétique pour chacun des types de combustibles / PCS Combustible _i	MJ/L	Estimée	Valeurs PCS tirées des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> (tableau 8)	S.O.	Les valeurs qui doivent être utilisées sont celles publiées dans la version la plus récente des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> pour la période conformité pendant laquelle les unités de conformité sont créées.
	Facteur d'émissions pour chacun des combustibles utilisés/ FE utilisé _i	g CO ₂ e par MJ	Estimé	Facteurs tirés des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles</i> (tableau 15). Où Un créateur enregistré ou un contributeur à l'intensité en carbone peut déterminer l'IC d'un combustible à faible IC utilisé sur le site, qui est	S.O.	La valeur du facteur d'intensité des émissions qui doit être utilisée est celle publiée dans la version la plus récente des <i>Spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle</i>

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
				<p>gazeux dans des conditions normales, conformément à l'article 76 du règlement et faire une demande d'approbation conformément au paragraphe 80(1) du règlement. L'IC du combustible à faible IC doit être approuvée par le Ministre conformément au paragraphe 85(1) du règlement afin d'être utilisée pour la création d'unités de conformité. Le combustible à faible IC doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p> <p>Dans le cadre de la demande de reconnaissance du projet, un créateur enregistré peut faire une demande d'approbation de l'IC d'un combustible non fossile utilisé sur le site, qui est gazeux dans des conditions normales, qui a été déterminée en utilisant le modèle ACV des combustibles. Le combustible non fossile doit être produit sur le site ou sur un site adjacent.</p>		<p>ACV des combustibles pour la période de conformité pendant laquelle les unités de conformité sont créées.</p> <p>L'IC approuvée, l'IC réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du règlement (combustible à faible IC) ou l'IC réelle précisée dans le rapport annuel de création d'unités de conformité (combustible non fossile) peuvent être utilisées.</p>
P16 – Évacuation - puits d'injection et de production,	$\text{Émissions}_{\text{Évacuation - puits d'injection et de production, et flux de recyclage}} = \sum (\text{Vol. Gaz évacué} * \%_{\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{NO}_2} * \rho_{\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{NO}_2})$					
	Émissions Évacuation - puits d'injection et de	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
et flux de recyclage	production, et flux de recyclage					
	Volume du gaz d'évacuation / Vol. Gaz évacué	m ³	Estimé	Estimation du volume en fonction de la pression, de la longueur et du diamètre du tuyau ou conduit faisant l'objet d'un entretien.	Par événement	Ce gaz évacué se trouve en aval du compteur pour les gaz injectés. Il est évacué pendant les purges d'entretien et il doit être estimé aussi fréquemment que les événements d'entretien.
	Composition en gaz d'évacuation / % CO ₂ , CH ₄ , NO ₂	%	Mesuré	La composition du gaz doit être mesurée directement pendant l'évènement. Autrement, les données d'exploitation seront nécessaires pour une estimation technique.	Un minimum d'un échantillon quotidien pendant l'évènement. Autrement, l'estimation de la composition du gaz évacué fondé sur sa source.	La composition peut varier tout au long de l'injection ou pendant le flux de recyclage.
	Densité du gaz d'évacuation / ρ _{CO2}	tonnes/m ³	Estimé	Doit utiliser une densité de référence, corrigée en fonction des conditions auxquelles les volumes de gaz sont déclarés. Les conversions de données	S.O.	Les densités doivent être utilisées de manière uniforme

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
				de tous les instruments compensés pour la pression et la température doivent utiliser la même pression ou température que celle utilisée pour la calibration spécifique du compteur.		tout au long du projet.
P17 – Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	<i>Émissions</i> Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage = $\sum (Source_i * TE_{Source_i} * \%_{CO_2, CH_4, N_2O}) + \text{Autres émissions fugitives}$					
	Émissions Émissions fugitives - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Autres émissions fugitives	tonnes CO ₂	Estimé	Estimation technique.	Par événement	Il s'agit d'événements involontaires/non planifiés, et l'estimation tient compte du CO ₂ rejeté après le compteur et le puits de forage, mais ne tient pas compte des émissions fugitives de la formation géologique. Estimation basée sur les informations les plus détaillées disponibles.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
	Nombre de sources après le compteur d'injection / Source _i	S.O.	Estimé	Conception spécifique au projet.	Une fois	Estimation basée sur le nombre de sources après le compteur d'injection, la tuyauterie et l'équipement de réinjection au-dessus du sous-sol.
	Taux d'émissions de la source / TE Source _i	tonne de gaz/source/année	Estimé	Taux d'émissions à l'annexe C	Annuelle	Les estimations faites pour des éléments spécifiques au projet représentent les moyens les plus précis.
	Composition en gaz fugitifs / % CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	%	Mesuré ou estimé	Méthode mesurée de préférence. Les estimations technique de la composition du gaz sont acceptable en l'absence d'une analyse de gaz mesuré.	Un minimum d'un échantillon quotidien, lorsque possible. Sinon, estimation de la composition d'un gaz évacué fondée sur sa source.	La concentration en CO ₂ peut varier tout au long de l'injection ou du recyclage du flux gazeux.

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
P18 – Émissions du sous-sol vers l'atmosphère	<i>Émissions</i> <small>Sous-sol vers atmosphère</small> = Masse CO ₂ évacué					
	Émissions <small>Sous-sol vers atmosphère</small>	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Masse de CO ₂ évacué du sous-sol vers l'atmosphère / Masse de CO ₂ évacué	tonnes CO ₂ e	Estimé	Si un événement d'évacuation survient, la masse de CO ₂ évacuée su sous-sol vers l'atmosphère doit être estimée avec une incertitude générale maximale ±7,5% au cours de la période de rapport. Dans le cas où l'incertitude de l'approche de quantification appliquée est supérieure à ±7,5%, un ajustement devra être appliqué. Se référer à l'annexe D pour en savoir plus sur les lignes directives.	S.O.	La mesure directe n'est probablement pas possible, mais l'utilisation d'estimations techniques et la prise en compte de l'incertitude est une approche raisonnable lorsqu'un événement d'évacuation survient. Par mesure de prudence, les calculs peuvent être basés sur le seuil de détection.
P-19 - Torchage - puits d'injection et de production, et	<p><i>Émissions</i> <small>Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage</small> =</p> $\sum ((Q_{\text{Gaz torché}} * 1000) * FE_{i \text{ CO}_2, \text{CH}_4, \text{N}_2\text{O}} * PRP) / 1\,000\,000 + \sum ((Q_{\text{Gaz supplémentaire}} * 1000) * FE_{i \text{ CO}_2, \text{CH}_4, \text{N}_2\text{O}} * PRP) / 1\,000\,000$ <p>Les facteurs d'émission pour le torchage sont des valeurs par défaut. Si l'on veut utiliser un facteur d'émission spécifique à une installation, la procédure décrite dans le chapitre sur le torchage du document <i>Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodology</i> peut être utilisée.</p>					

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
flux de recyclage	Émissions Torchage - puits d'injection et de production, et flux de recyclage	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Composé chimique relâché dans l'atmosphère, CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ /i	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄	S.O.	S.O.	S.O.	Espèces de gaz à effet de serre relâchées et pertinentes.
	Volume de gaz envoyé au torchage ou à l'incinérateur / Q Gaz torché	e ³ m ³	Mesuré	Mesure en ligne du volume de gaz envoyé au torchage ou à l'incinérateur. Corréler aux heures d'exploitation de la torche ou de l'incinérateur.	Mesure en continu	La mesure en ligne est pratique courante.
	Volume de gaz supplémentaire pour exploiter l'équipement de torchage ou d'incinération à des températures et pressions normales. Pilote, purgé et/ou combustible supplémentaire / Q Gaz supplémentaire	e ³ m ³	Mesuré ou estimé	Mesure en ligne du volume de gaz envoyé au torchage ou à l'incinérateur (combustible pilote / purgé / supplémentaire). Si la mesure hors ligne est utilisée pour la mesure du volume de gaz utilisé pour l'exploitation de la torche ou de l'incinérateur, la méthode décrite dans le chapitre sur le torchage du document <i>Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodology</i> doit être utilisée.		

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
	Facteur d'émission pour le torchage du composé i / FE _i	g/m ³	Estimé	Utiliser les valeurs par défaut pour le type d'appareil approprié (torchage non assisté, assisté ou incinérateur) du chapitre sur le torchage du document <i>Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodology</i> . Pour le gaz de torchage, utiliser les valeurs par défaut pour le « gaz riche » pour le CO ₂ et le CH ₄ et utiliser les valeurs par défaut pour le « gaz d'hydrocarbures » pour le NO ₂ . Pour le gaz supplémentaire, utiliser la valeur par défaut correspondante au gaz supplémentaire utilisé.		
P-20 - Perte, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage de CO ₂	<i>Émissions Pertes, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage de CO₂</i> = $\sum (\text{Vol. utilisé}_i * \text{FE utilisé}_i \text{ CO}_2, \text{CH}_4, \text{N}_2\text{O})$					
	<i>Émissions Pertes, élimination ou recyclage des matières utilisées dans les procédés de captage de CO₂</i>	tonnes CO ₂ e	S.O.	S.O.	S.O.	Quantité qui est calculée.
	Volume total de matières perdues, éliminées ou recyclées en provenance des procédés de captage de CO ₂ / Vol. utilisé _i	L/m ³ /Autre	Estimé	Estimation du volume d'intrants matériels perdus, éliminés ou recyclés pour le projet de captage de CO ₂ .	S.O.	Le rapport d'ingénierie spécifiera le volume d'intrants matériels perdus, éliminés ou recyclés pour une installation de captage de carbone de taille appropriée. Ceci représente la

1.0 SP du projet et du scénario de référence	2. Paramètre / Variable	3. Unité	4. Mesuré / Estimé	5. Méthode	6. Fréquence	7. Justification de la mesure ou de l'estimation et de la fréquence
						façon d'estimer la plus raisonnable. Les estimations des pertes, de l'élimination ou du recyclage prennent compte des coefficients démissions des matériaux utilisés.
	Facteur d'émissions pour chaque type d'intrant matériel / FE utilisé i CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Tonnes CO ₂ e par L/m ³ /Autres	Estimé	Conception spécifique au projet.	Annuelle	Estimations de production et de livraison pour les facteurs d'émission pour les intrants matériels.

Tableau 4 : Directives relatives à la mesure et à la surveillance du gaz injecté

Variable	Unités de mesure	Fréquence des mesures	Autres directives
Débit du flux gazeux	L/m ³ /autre	Mesure en continu du débit du flux gazeux, de la composition et de la densité du gaz, la mesure en continu étant définie comme un minimum d'une mesure toutes les 15 minutes.	<ul style="list-style-type: none"> • Les relevés des compteurs peuvent devoir être compensés en température et en pression de manière à ce que la sortie du compteur soit réglée sur des températures et des pressions de référence standard. Les estimations de la composition et de la densité ne sont pas autorisées. • Les débitmètres doivent être placés conformément aux recommandations du fabricant : <ul style="list-style-type: none"> ○ les débitmètres doivent être placés à l'entrée de l'équipement de transport du gaz de telle sorte qu'ils soient en aval de tout équipement de captage et de compression pour tenir compte de toute perte fugitive ou de toute évacuation; ○ les débitmètres doivent être aussi proches que possible des têtes de puits d'injection afin de garantir une mesure précise des volumes injectés. • Les débitmètres doivent être calibrés conformément aux spécifications du fabricant. Ils doivent être vérifiés/calibrés à intervalles réguliers conformément à ces spécifications et aux normes industrielles. • Le transfert de propriété doit être clairement documenté pour le CO₂ transféré (activité d'injection par un tiers).
Concentration du flux gazeux	%	Mesure en continu de la composition et de la densité du gaz, la mesure en continu étant définie comme un minimum d'une mesure toutes les 15 minutes.	La composition du gaz doit être mesurée en aval de l'équipement de captage et de traitement, tandis que le volume est mesuré aussi près que possible du point où le CO ₂ est injecté dans la formation géologique.

Tableau 5 : Directives de mesure et de surveillance des intrants énergétiques

Variable	Unités de mesure	Fréquence des mesures	Autres directives
Volume de combustibles fossiles brûlés (gazeux)	m ³ ou autre	Mesure en continu du débit gazeux, la mesure en continu étant définie comme un minimum d'une mesure toutes les 15 minutes.	<ul style="list-style-type: none"> • Les relevés des débitmètres doivent être corrigés en fonction de la température et de la pression. Les estimations de densité utilisées pour la quantification des émissions doivent être ajustées en fonction des températures et des pressions normalisées corrigées. • Les débitmètres doivent être placés en fonction des recommandations du fabricant et doivent fonctionner à tout moment dans les conditions de fonctionnement spécifiées par le fabricant. • Les débitmètres doivent être calibrés conformément aux spécifications du fabricant et doivent être vérifiés et calibrés à intervalles réguliers conformément à ces spécifications.
Volume de combustibles fossiles brûlés (liquides ou solides)	L, m ³ ou autre	Rapprochement des registres d'achat sur une base trimestrielle et rajustements des stocks si nécessaire.	Les mesures de volume ou de masse sont effectuées à l'achat ou à la livraison du combustible. Le rapprochement des reçus d'achat ou des fiches de pesée est un moyen acceptable de déterminer les volumes de combustibles fossiles brûlés pour faire fonctionner le projet de captage et de stockage du carbone.
Consommation d'électricité	MWh	Mesure en continu de la consommation d'électricité ou rapprochement de la puissance nominale maximale pour chaque type d'équipement et les heures d'opération.	<ul style="list-style-type: none"> • Dans la mesure du possible, la consommation d'électricité doit être calculée à partir de données mesurées en continu; toutefois, dans certains cas, d'autres charges peuvent être liées au même compteur électrique. Lorsque cela se produit, des estimations avec justification sont nécessaires. Dans ces cas, la puissance nominale maximale de chaque pièce d'équipement est utilisée conjointement avec une estimation prudente des heures d'opération pour estimer la consommation d'électricité. • Les compteurs d'électricité doivent être calibrés par un tiers accrédité conformément aux spécifications du fabricant.

9.0 Exigences en matière de rapports

9.1. Demande de reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e (article 34 et annexe 4 du règlement)

1. Items 1 et 2g) de l'annexe 4 du règlement.
2. Nom du projet.
3. Une explication de la façon dont il est prévu que le projet réduira l'IC d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides.
4. Si le créateur enregistré est différent du propriétaire ou de l'exploitant de l'installation qui injecte le CO₂ dans la formation géologique, les informations suivantes :
 - a. le nom, l'adresse municipale, l'adresse postale, le numéro de téléphone et, le cas échéant, l'adresse courriel du propriétaire ou de l'exploitant de l'installation qui injecte le CO₂ dans la formation géologique;
 - b. le nom, le titre, l'adresse municipale, l'adresse postale, le numéro de téléphone et, le cas échéant, l'adresse courriel d'une personne-ressource du propriétaire ou de l'exploitant de l'installation qui injecte le CO₂ dans la formation géologique.
5. Aux fins des items 2a) et b) de l'annexe 4 du règlement, l'emplacement des installations de production de CO₂, de captage de CO₂, des pipelines et/ou des sites d'injection, y compris les coordonnées GPS (au cent millième près), l'adresse municipale le cas échéant et des pièces justificatives démontrant le ou les emplacement(s) du projet qui comprennent des photographies aériennes, des cartes, ou des images satellites.
6. Aux fins de l'item 2c) de l'annexe 4 du règlement, des éléments de preuve démontrant que le captage du CO₂ a commencé le 1^{er} juillet 2017, ainsi que la durée du projet et les dates anticipées de début et de fin du projet qui inclut le captage à l'installation de captage et l'injection aux sites d'injection.
7. Des éléments de preuve démontrant que, lors de l'abandon du projet, la pression du réservoir ne doit pas devoir être diminuée à une pression inférieure à celle présente dans le réservoir à la fin des opérations de production, pour pouvoir se conformer aux exigences réglementaires ou de ses permis.
8. Si le projet est autonome ou agrégé.
9. Description du projet :
 - éléments du projet (p.ex. équipements, systèmes, procédés, technologies);
 - intrants en matériel et en énergie, les produits et les débits à l'intérieur des limites du projet.
10. Aux fins de l'item 2f) de l'annexe 4 du règlement, les réductions annuelles des émissions de CO₂ prévues qui résultent du projet, exprimées en tonnes de CO₂e, incluant :
 - a. la quantité de CO₂ prévue être émise du site de captage;
 - b. la quantité de CO₂ prévue être injectée dans le pipeline de transport du CO₂

- c. la quantité de CO₂ prévue être vendue à des tiers (par exemple, pour la récupération assistée d'hydrocarbures);
 - d. la quantité de CO₂ prévue être injectée dans chaque puits du projet, mesurée au moyen d'un compteur à la tête de puits;
 - e. toutes les données et calculs pertinents et tout document technique utilisé pour appuyer ces calculs.
11. Renseignements relatifs à la production de chaleur hors site (P7) :
- a. La mention de l'inclusion ou non de production de chaleur hors site dans la quantification ;
 - b. Si la production de chaleur hors site est incluse dans la quantification, une mention de l'option utilisée pour la quantification à savoir si le facteur d'émission associé à la chaleur hors site sera le facteur d'intensité d'émission de référence ou sera calculé;
 - c. Si le facteur d'émission associé à la chaleur hors site sera calculé et que la chaleur n'est pas produite à partir d'un système de cogénération, la description de la méthode ainsi que les équations détaillées et la méthodologie utilisées pour calculer le facteur d'émission.
12. Si le créateur enregistré demande l'utilisation d'une méthode alternative d'attribution pour un système de cogénération afin de déterminer l'IC de la chaleur hors site (P7), les renseignements suivants sont fournis :
- a. La raison et la justification de la demande d'une méthode alternative;
 - b. La description de la méthode alternative;
 - c. Les équations détaillées et la méthodologie de calcul.
13. Si le créateur enregistré demande l'approbation d'une IC pour un combustible non fossile utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales (P8 et P9) dans le cadre de la demande de projet, les renseignements suivants sont fournis :
- a. Items 1 à 15 de l'annexe 7, si le créateur enregistré demande l'approbation d'une nouvelle filière;
 - b. Items 1, 3 et 6 de l'annexe 8 à l'égard du combustible non fossile.

9.2. Rapport annuel de création des unités de conformité

1. Rapport requis au titre de l'article 120 du règlement, y compris les renseignements prévus à l'annexe 11 du règlement.
2. Tous les intrants, éléments et données du projet et du scénario de référence énumérés au Tableau 3 pour les segments suivants : captage du CO₂, système de transport du CO₂ et injection de CO₂.
3. Les valeurs des facteurs *Facteur d'admissibilité*, *Admissibilité_{Hydrogène}*, *électricité*, *chaleur* et *Admissibilité_{Canada}* mentionnés à l'annexe A ainsi que le calcul de ces valeurs, y compris :
 - o Les intrants et le calcul de chaque élément des formules utilisées pour déterminer ces valeurs ;
 - o Le volume total V_{Canada} ainsi que le volume de l'essence, du diesel, du pétrole brut ou du bitume, selon le cas, inclus dans V_{Canada} ;
 - o c. Le volume total V_{Total} ainsi que le volume de l'essence, du diesel, du pétrole brut ou du bitume, selon le cas, inclus dans V_{Total} .

4. Le créateur enregistré qui obtient l'approbation de l'IC d'un combustible non fossile utilisé sur le site qui est gazeux dans des conditions normales (P8 et P9) doit fournir les renseignements suivants pour la période de conformité :
 - o Items 1, 2(a), (b) et (d) et 5 de l'annexe 14 du règlement, relatifs au combustible non fossile.

10.0 Exigences relatives à la conservation des renseignements

Se référer aux articles 165 à 168 du règlement, et au plan de surveillance visé à l'article 136 et à l'annexe 21.

11.0 Permanence

Un facteur de réduction de 0,005 sera appliqué aux émissions du scénario de référence conformément à la présente MQ. Ces unités de conformité ne sont jamais retournées au créateur enregistré.

Le risque de rejet non intentionnel de dioxyde de carbone est estimé être faible. De nombreux risques sont atténués par le processus réglementaire des provinces ou des territoires. Le créateur enregistré devra démontrer que :

- le projet est en règle avec tous les permis d'exploitation et les règlements pertinents dans la ou les provinces ou territoires où il est situé;
- lors de l'abandon du projet, la pression du réservoir ne doit devoir être diminuée à une pression inférieure à celle présente dans le réservoir à la fin des opérations de production, pour pouvoir se conformer aux exigences réglementaires ou de ses permis.

Le Ministre peut refuser des projets dans une province ou un territoire s'il n'est pas possible de démontrer que les provinces ou territoires en question disposent d'une réglementation pertinente pour assurer un stockage permanent. Cela comprend, sans s'y limiter, les exigences relatives à la caractérisation du site, la construction et l'exploitation des puits, la surveillance de l'injection et l'abandon des puits.

Toutefois, il demeure un certain risque de rejet non intentionnel de CO₂ piégé pendant la durée du projet ou par la suite.

Un facteur de réduction de 0,005 est donc appliqué par mesure préventive pour gérer l'incertitude associée aux rejets non intentionnels de dioxyde de carbone ou aux renversements après la période de création des unités de conformité.

11.1. Transferts de CO₂ depuis un projet de RAH

La permanence du CO₂ piégé dans une formation géologique exige que le CO₂ demeure dans la formation géologique dans laquelle il a été injecté. Les transferts de CO₂ depuis les projets doivent être traités comme des émissions du projet ou comme des renversements.

11.2. Renversements

Un renversement est un rejet accidentel ou intentionnel, ou un retrait de CO₂ précédemment injecté et rapporté dans le projet de RAH (complexe de stockage) après la période de création des unités de conformité. Toutefois, un rejet de CO₂ pendant la période de création des unités de conformité devient un renversement si la quantité de CO₂ injecté dans la période visée par le rapport ne suffit pas à couvrir la quantité de CO₂ rejeté (un renversement net).

La présente méthode de quantification propose des mécanismes pour quantifier les rejets et les renversements (voir le tableau 3). L'annexe D présente une façon de tenir compte de l'incertitude : Estimer les émissions de l'équipement souterrain et l'exploitation de CSC du sous-sol.

Événements spécifiques pouvant entraîner un renversement, tels que :

- éruption ou venue de puits;
- intégrité mécanique, défaillance du puits, intégrité des puits existants dans le champ de captage;
- migration du CO₂ en dehors du périmètre du site du projet d'injection et de récupération;
- forage au travers d'un panache de CO₂ pour atteindre une formation plus profonde;
- phénomène sismique;
- retrait subséquent du CO₂ injecté pour réaffectation dans d'autres champs ou dans un pipeline;
- purge des puits d'injection;
- torchage imprévu ou d'urgence du gaz de la formation;
- autres épisodes aigus (en régime variable) d'évacuation.

12.0 Vérification

Pour la vérification d'un rapport en lien avec un projet de réduction des émissions de CO₂e, les exigences pertinentes énoncées aux articles 129 à 154 du règlement et les spécifications pertinentes énoncées dans les *Méthodes de vérification et certification - Règlement sur les combustibles propres* s'appliquent.

12.1. Seuils d'importance relative

12.1.1 Seuils d'importance relative quantitative

Les seuils d'importance relative quantitative à utiliser lors de la vérification d'un rapport annuel de création des unités de conformité pour un projet de réduction des émissions de CO₂e sont les seuils d'importance relative quantitative décrits aux articles 150 et 151 du règlement et dans les *Méthodes de vérification et certification – Règlement sur les combustibles propres* s'appliquent.

12.2.1 Seuils d'importance relative qualitative

Les seuils d'importance relative qualitative à utiliser lors de la vérification du rapport annuel de création des unités de conformité d'un projet de réduction des émissions de CO₂e sont décrits dans le document *Méthodes de vérification et certification – Règlement sur les combustibles propres*.

ANNEXE A : Calcul au prorata du CO₂ et des émissions admissibles

Détermination au prorata du CO₂ admissible – Coefficient d'admissibilité

Ce coefficient d'admissibilité décrit quelle partie du CO₂ injecté peut créer des unités de conformité ainsi que la partie des émissions liées à ce CO₂ qui sera incluse dans le projet. Deux facteurs forment l'équation pour calculer le facteur d'admissibilité, détaillés ci-dessous.

$$\text{Facteur d'admissibilité (\%)} = \text{Admissibilité}_{\text{Hydrogène.électricité.chaleur}} * \text{Admissibilité}_{\text{Canada}}$$

À titre d'exemple, si un projet capte du CO₂ à une installation de production d'hydrogène qui fournit 90% de son hydrogène produit à une raffinerie, et que cette raffinerie au Canada utilise ou vend pour utilisation comme combustible au Canada 50% de son volume d'essence ou de diesel produit, le coefficient d'admissibilité pour ce projet serait de 45%.

Détermination au prorata du CO₂ admissible – Hydrogène, électricité ou chaleur

L'équation plus bas démontre la procédure pour la détermination au prorata en utilisant de l'hydrogène comme base de calcul.

Lorsque du CO₂ est capté à une installation de production d'hydrogène, une partie de ce CO₂ est admissible à la création des unités de conformité en utilisant cette MQ. Similairement, lorsque du CO₂ est capté à une installation de production d'hydrogène qui fournit de l'hydrogène à une installation qui produit de l'électricité ou de la chaleur qui est fournie à une installation de combustibles fossiles (ICF), une partie de ce CO₂ est admissible à la création des unités de conformité en utilisant cette MQ. Ces parties sont liées à la quantité d'hydrogène produite utilisée à ces fins et en relation à la production d'hydrogène totale et est décrite par l'équation suivante.

$$\text{Admissibilité}_{\text{Hydrogène}} (\%) = \frac{\text{H2 produit fourni à une ICF} \left(\frac{\text{kg H2}}{\text{année}} \right) + \text{H2 produit utilisé pour produire de l'électricité ou chaleur fournie à l'ICF} \left(\frac{\text{kg H2}}{\text{année}} \right)}{\text{Production totale de H2} \left(\frac{\text{kg H2}}{\text{année}} \right)} * 100$$

Lorsque du CO₂ est capté à une installation qui fournit de l'électricité ou de la chaleur à une installation de combustibles fossiles, l'équation plus bas démontre la procédure pour la détermination au prorata en utilisant l'électricité ou la chaleur comme base de calcul.

$$\text{Admissibilité}_{\text{Électricité, chaleur}} (\%) = \frac{\text{Électricité et/ou chaleur produite fournie à l'ICF (MJ)}}{\text{Production totale d'électricité et/ou de chaleur (MJ)}} * 100$$

Détermination au prorata du CO₂ admissible – Non exporté du Canada

Le projet doit réduire l'intensité en carbone des combustibles fossiles à l'état liquide ou du pétrole brut qui ne sont pas exportés du Canada.

$$Admissibilité_{Canada} (\%) = \frac{V_{Canada}}{V_{Total}}$$

Où :

V_{Canada} est le volume utilisé au Canada qui est l'un des volumes suivants selon le type de projet :

1. Dans le cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles à une raffinerie au Canada, le volume d'essence et de diesel, exprimé en m³, produit à cette raffinerie et qui est utilisé au Canada comme combustible ou est vendu pour utilisation au Canada comme combustible pendant la période de conformité.
2. Dans le cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles, de pétrole brut ou de bitume, traité ou produit à une usine de valorisation au Canada, le volume, exprimé en m³, de :
 - a. diesel produit à cette usine de valorisation dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pendant la période de conformité; et
 - b. pétrole brut produit à cette usine de valorisation dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est livré à des raffineries au Canada pour traitement pendant la période de conformité.
 - i. Si le pétrole brut, produit à l'usine de valorisation dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est livré à des raffineries au Canada, fait partie d'un mélange, le V_{Canada} est le volume du mélange, exprimé en m³, livré aux raffineries au Canada pour traitement multiplié par la fraction du volume de pétrole brut dans le mélange produit à l'usine de valorisation dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet.
3. Pour tous les autres cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles à une installation au Canada, le volume d'essence et de diesel, exprimé en m³, dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est produit, traité, transporté, stocké ou distribué pour utilisation au Canada pendant la période de conformité.
4. Pour tous les autres cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de pétrole brut ou de bitume dans une installation au Canada, le volume de pétrole brut ou de bitume, exprimé en m³, dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est livré à des raffineries au Canada pour traitement pendant la période de conformité.
 - a. Si le pétrole brut, dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est livré à des raffineries au Canada, fait partie d'un mélange, le V_{Canada} est le volume du mélange livré aux raffineries au Canada pour traitement multiplié par la fraction du volume de pétrole brut dans le

mélange dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet.

V_{Total} est le volume total qui est l'un des volumes suivants selon le type de projet:

1. Dans le cadre d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles à une raffinerie au Canada, le volume total d'essence ou de diesel, exprimé en m³, qui est produit à cette raffinerie pendant la période de conformité.
2. Dans le cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles, de pétrole brut ou de bitume, traité ou produit à une usine de valorisation au Canada, le volume total, exprimé en m³, de :
 - a. diesel produit à cette usine de valorisation pendant la période de conformité dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet;
 - b. pétrole brut produit à cette usine de valorisation pendant la période de conformité dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet.
3. Pour tous les autres cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de combustibles fossiles dans une installation au Canada, le volume total d'essence ou de diesel, exprimé en m³, dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet et qui est produit, traité, transporté, stocké ou distribué pendant la période de conformité.
4. Pour tous les autres cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui réduit l'IC de pétrole brut ou de bitume à une installation au Canada, le volume total de pétrole brut ou de bitume, exprimé en m³, produit, stocké ou transporté pendant la période de conformité et dont l'IC a été diminuée par les activités réalisées dans le cadre du projet.

Exigences supplémentaires concernant les documents à l'appui :

Description	Unité	Mesuré/ Calculé	Méthode	Fréquence	Renseignements supplémentaires	Demande/ Rapport
V_{Canada}	m ³	Calculé	Sur la base des renseignements consignés et/ou de mesures, selon le cas. Le pétrole brut peut être mesuré dans différentes unités et converti en m ³ dans des conditions normales.	Annuel	Un volume d'essence, de diesel, de pétrole brut ou de bitume, selon le cas, ne peut être inclus dans V_{Canada} que si des renseignements sont consignés établissant que ce volume d'essence, de diesel, de pétrole brut ou de bitume remplit les conditions mentionnées dans la description de V_{Canada} , pour ce type de projet. Une attestation provenant de la personne qui a acheté l'essence, le diesel, le pétrole brut ou le bitume qu'ils seront ultimement utilisés au Canada est un exemple de renseignements	Rapport annuel de création d'unités de conformité

					acceptables qui sont consignés.	
V_{Total}	m^3	Calculé	Sur la base des renseignements consignés et/ou de mesures, selon le cas. Le pétrole brut peut être mesuré dans différentes unités et converti en m^3 dans des conditions normales.	Annuel	Le volume total V_{Total} ainsi que le volume de l'essence, du diesel ou du pétrole brut, selon le cas, inclus dans V_{Total} doivent être inclus dans le rapport.	Rapport annuel de création d'unités de conformité

Calcul au prorata du CO₂ et des émissions admissibles – Agrégation de plusieurs projets

Lorsque plusieurs projets se chevauchent dans les limites de leur projet, les créateurs enregistrés doivent démontrer que l'ensemble des sources et des puits sont correctement comptabilisés et doivent s'assurer que toutes les émissions ont été incluses et n'ont pas été comptabilisées en double. Pour un système ou un réseau complexe de CO₂, les émissions d'un tel réseau doivent être incluses dans le projet en utilisant un calcul au prorata des émissions dans l'ensemble du réseau. Le calcul au prorata doit se faire sur la base de la masse de CO₂. Les participants doivent fournir une justification vérifiable de la méthode et des valeurs utilisées pour déterminer le coefficient d'émission du système utilisé.

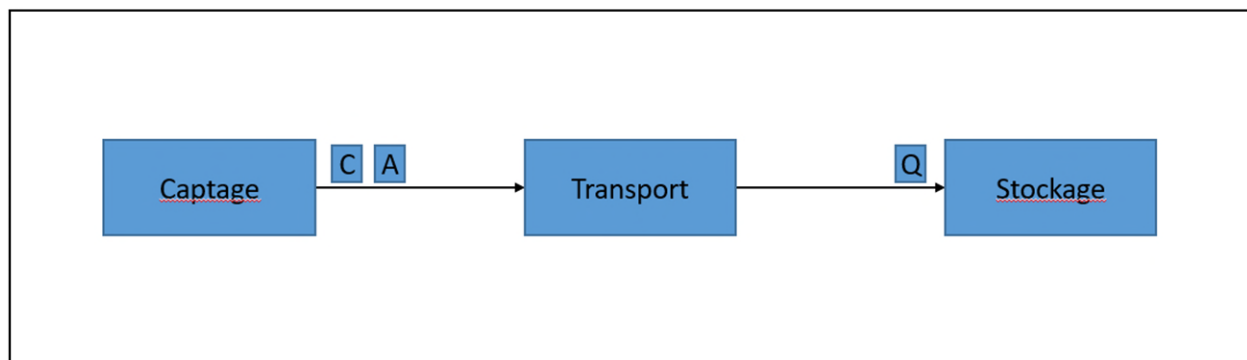
Par exemple, si 50 % du CO₂ dans un pipeline est associé au projet A, 40 % au projet B et 10 % est du CO₂ inadmissible pour créer des unités de conformité, les émissions associées au transport de ce CO₂ doivent refléter ce prorata et être pris en compte dans chacun des projets.

ANNEXE B : Agrégation de plusieurs projets

La section suivante fournit des lignes directrices pour les projets dans lesquels le CO₂ est transporté pour être utilisé dans des projets de RAH.

La mesure du débit gazeux/de la quantité, la mesure de la concentration/des points d'échantillonnage de CO₂ et le suivi des quantités de CO₂ admissibles doivent être soigneusement étudiés dans les réseaux complexes. Les scénarios 1 à 4 décrivent la mesure du débit gazeux, la mesure de la concentration/des points d'échantillonnage de CO₂ et le suivi des quantités de CO₂ admissibles dans diverses configurations de projets, des plus simples aux plus complexes.

Scénario 1 : Captage unique, stockage unique

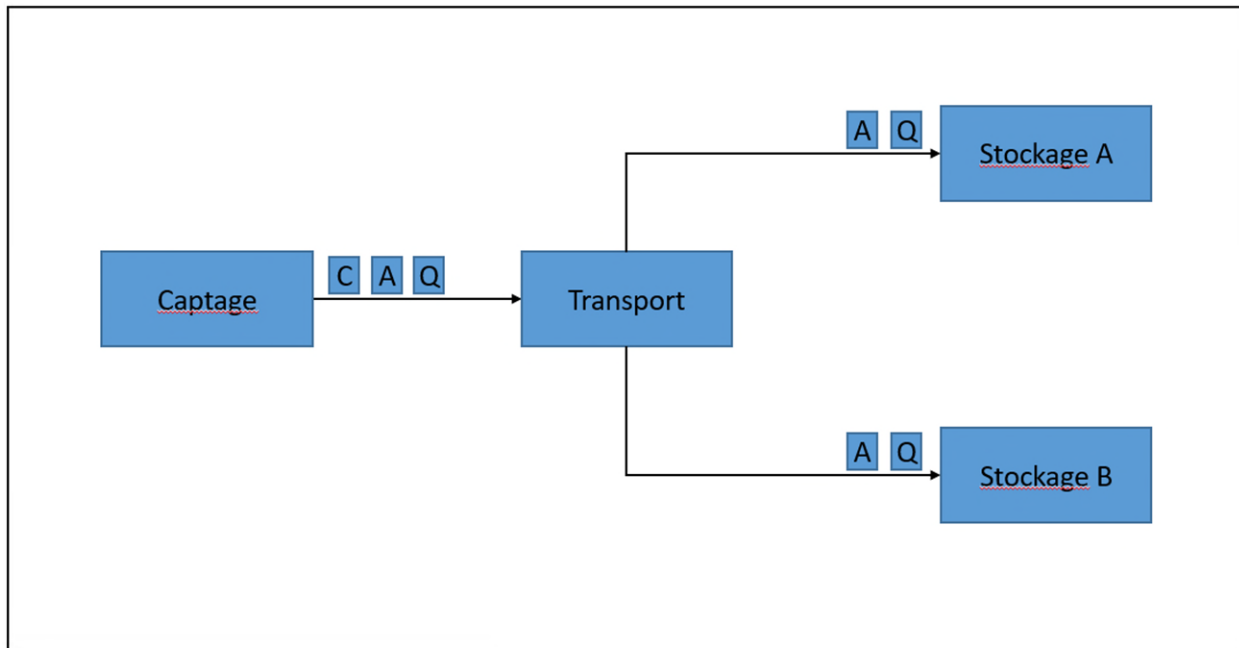


Obligation de mesurer la concentration en CO₂ ou la composition du gaz (C). Le point d'échantillonnage peut se trouver en aval du captage ou à l'emplacement de stockage (puits d'injection).

Obligation de consigner la partie de CO₂ admissible (A) au site de captage.

Obligation de mesurer la quantité de gaz (Q) à l'emplacement de stockage (puits d'injection).

Scénario 2 : Captage unique, stockage multiple

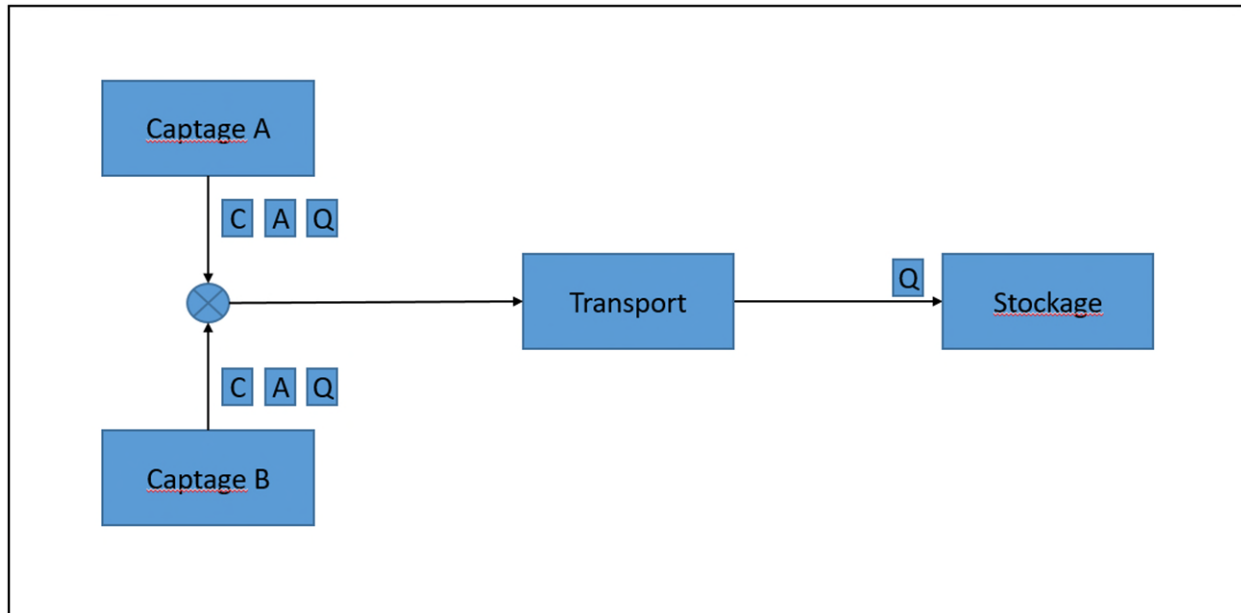


Obligation de mesurer la concentration en CO₂ ou la composition du gaz (C) au site de captage ou aux emplacements de stockage (puits d'injection). Il n'est pas nécessaire de mesurer C aux deux emplacements, car la concentration de CO₂ ne change pas.

Obligation de consigner la partie de CO₂ admissible (A) au site de captage et à chaque emplacement de stockage (puits d'injection).

Obligation de mesurer la quantité de gaz (Q) au site de captage et à chaque emplacement de stockage (puits d'injection).

Scénario 3 : Captage multiple, stockage unique



Obligation de mesurer la concentration en CO₂ ou la composition du gaz (C) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation.

Obligation de consigner la partie de CO₂ admissible (A) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation et à l'emplacement de stockage (puits d'injection).

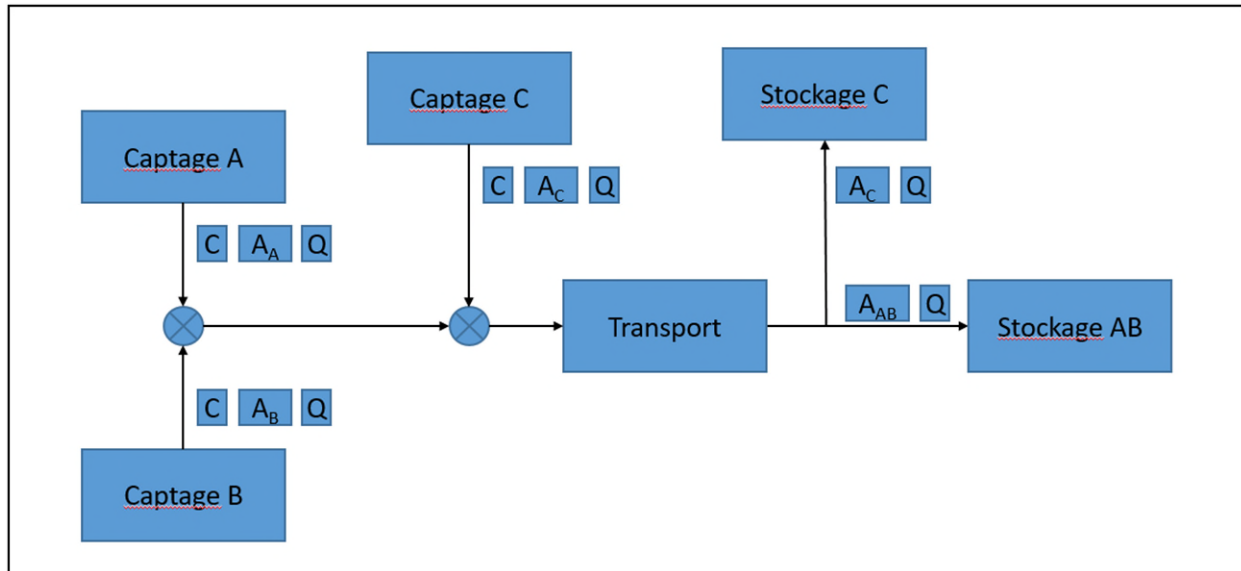
Obligation de mesurer la quantité de gaz (Q) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation.

Permis de calculer la concentration en CO₂ et la partie de CO₂ admissible (A) du flux agrégé sur la base de la moyenne pondérée des flux entrants à agréger dans une équation à variable unique du bilan massique.

Doit mesurer la quantité de gaz (Q) à l'emplacement de stockage (puits d'injection). La concentration en CO₂ au stockage correspond à la concentration calculée du flux agrégé. La partie de CO₂ admissible (A) au stockage est le prorata du CO₂ admissible du flux agrégé.

Si la moyenne pondérée est utilisée, la mesure doit être effectuée en aval de chaque nouveau site de captage qui est ajouté au réseau.

Scénario 4 : Captage multiple, stockage multiple



Obligation de mesurer la concentration en CO₂ ou la composition du gaz (C) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation.

Obligation de consigner la partie de CO₂ admissible (A) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation et à l'emplacement de stockage (puits d'injection).

Obligation de mesurer la quantité de gaz (Q) à chaque site de captage en amont du point d'agrégation.

Permis de calculer la concentration en CO₂ du flux agrégé sur la base de la moyenne pondérée des flux entrants à agréger, dans une équation variable du bilan massique. Le calcul de la moyenne pondérée doit être effectué en aval de chaque nouveau site de captage ajouté.

Obligation de mesurer la quantité de gaz (Q) à l'emplacement de stockage (puits d'injection). La concentration de CO₂ au stockage correspond à la concentration calculée du flux agrégé. Doit mesurer la quantité de gaz à chaque site de captage en amont du point d'agrégation.

ANNEXE C : Tableaux de référence

Coefficients des émissions fugitives

Les coefficients d'émission pour les émissions fugitives de divers types de composants peuvent être trouvés dans le *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry* publié par l'American Petroleum Institute en 2009. Le tableau 6-12 : *EPA Average Oil and Natural Gas Production Emission Factors* (coefficients d'émissions moyens de l'EPA pour la production de pétrole et de gaz naturel) fournit des coefficients des émissions en tonnes de gaz émis. D'autres tableaux de cette section sont souvent fondés sur la portion 'hydrocarbures du gaz et peuvent nécessiter des ajustements avant d'être applicables pour refléter les émissions de systèmes de CO₂. La section 6.1.4 décrit comment convertir les facteurs d'émission de méthane sur une base massique en facteurs d'émission de CO₂ pour les pipelines de CO₂.

ANNEXE D : Lignes directrices pour estimer les émissions de l'équipement souterrain et de l'exploitation de RAH dans le sous-sol

Pour la quantification de P18 – Émissions du sous-sol vers l'atmosphère, la quantité des émissions rejetées dans l'atmosphère par l'équipement souterrain ou par les opérations de RAH dans le sous-sol pour chaque épisode de rejet doit être estimée avec une incertitude générale maximale de $\pm 7,5$ % pour la période de rapport. Si la quantité des émissions rejetées peut être estimée avec une incertitude de $\pm 7,5$ %, la quantité estimée est consignée et utilisée. Si l'incertitude générale dépasse $\pm 7,5$ %, l'ajustement suivant doit être utilisé :

$CO_2, \text{ rapporté [t CO}_2] = CO_2, \text{ quantifié [t CO}_2] * (1 + [\text{Système d'incertitude [\%]/100])$

Où :

$CO_2, \text{ rapporté}$: la quantité de CO_2 à inclure dans le rapport annuel de création des unités de conformité pour l'épisode de rejet en question;

$CO_2, \text{ quantifié}$: la quantité de CO_2 déterminée avec la méthode de quantification utilisée pour l'épisode de rejet en question;

Système d'incertitude : le degré d'incertitude associé à la méthode de quantification utilisée pour l'épisode de rejet en question.

Adapté depuis deux sources :

1) L'annexe 4 du document *Implications of the inclusion of geological carbon dioxide capture and storage in as CDM project activities* du CDM – Executive Bord, publié par la CDM CCNUCC, à l'adresse suivante :

<https://cdm.unfccc.int/EB/049/eb49annagan4.pdf>

(en anglais seulement)

« L'incertitude maximale doit être de 7,5 %; si ce seuil est dépassé, les émissions mesurées sont multipliées par une « incertitude supplémentaire ».

2) Le mécanisme de développement propre (MDP) de la CCNUCC mentionne qu'il est important d'être prudent et qu'il est mieux d'être du côté de la surestimation que de sous-estimer. Un exemple d'application de ce principe de prudence est fourni par l'UE dans un document décrivant les lignes directrices de surveillance et de rapports (*Monitoring and reporting guidelines for CCS*⁶³). Dans celles-ci, si l'incertitude dépasse un seuil précisé pour les émissions mesurées des infiltrations, ces émissions mesurées seront multipliées par une « incertitude supplémentaire ». Dans le cas de l'UE, le seuil d'incertitude maximale est de 7,5 %, et si ce seuil ne peut être respecté, les émissions mesurées sont multipliées par une incertitude supplémentaire (qui s'ajoute aux émissions mesurées).